DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Sobretensões de Manobra em Sistemas Eléctricos de Energia.

Aspectos Particulares Ligados à Produção Independente

FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO
Rua dos Bragas, 4099 Porto Codex - Portugal

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Sobretensões de Manobra em Sistemas Eléctricos de Energia.

Aspectos Particulares Ligados à Produção Independente

Fernando Maurício Teixeira de Sousa Dias

Licenciado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Dissertação submetida para satisfação parcial dos
requisitos do grau de mestre
em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores
(Área de especialização de Sistemas de Energia)

621 3(043)
DIAf/SOB

Dissertação realizada sob a supervisão de

Professor Doutor António Machado e Moura,
do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

0437
DIAf/SOB

Porto, Novembro de 1997

UNIVERSIDADE DO PORTO
Faculdade de Engenharia
BIBLIOTECA
N.º 17782
CDU
Data 20/02/1998

Agradecimentos

Não poderia, em poucas linhas, deixar uma palavra de agradecimento a todas as pessoas que de uma forma directa ou indirecta contribuíram para a realização deste trabalho.

Assim, em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador, Prof. Doutor António Machado e Moura, a sua, sempre pronta, disponibilidade, ajuda e motivação durante a realização de todo o trabalho.

Em segundo lugar, quero lembrar a indispensável ajuda de empresas do grupo EDP, em particular da EN - Electricidade do Norte, S.A., nomeadamente nas pessoas do Engº Fausto Prata, Engº Luís Oliveira e Engª Patrícia Silva, bem como da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A., em especial o Engº Manuel Matos Fernandes.

Por último, e não menos importante, à minha família e em particular à minha esposa por toda a compreensão e colaboração prestada.

Resumo

O presente trabalho foi eleborado tendo em vista os problemas causados por sobretensões de manobra em Sistemas Eléctricos de Energia e em particular os aspectos relacionados com a produção independente que cada vez mais prolifera em alternativa à produção de energia tradicional.

Assim, é efectuado o estudo de um caso real, passado num troço da rede da *EN - Electricidade do Norte, S.A.*, onde se pode analisar as consequências da sobretensão de manobra provocada pela entrada em serviço de baterias de condensadores para compensação de energia reactiva.

Ao longo do trabalho, também, é efectuado um estudo e respectiva comparação das diversas ferramentas para simulação de transitórios, sendo dada uma atenção particular ao estudo do programa *EMTP* por ser a ferramenta utilizada.

Dado ser um problema actual e de importancia relevante para este trabalho, foi reservada uma parte significativa da dissertação para se analisar as tendências actuais no domínio da produção de energia eléctrica nomeadamente no que respeita aos seus problemas técnicos e aos seus aspectos legislativos.

Abstract

This work was done aiming the study of the problems caused by switching overvoltages in Electric Power Systems, mainly those concerned with the local energy production, which is growing every day.

So, the study of a real case, occurred in a branch of the *EN - Electricidade do Norte, S.A.* power grid, is carried out, showing the results of the switching overvoltages dues to the connection of a capacitor bank for compensation of reactive power.

The work involved also a study and respective comparation of several different tools for electromagnetic transients simulation. A special attention was paid to the use of the *EMTP* program, to the study of this kind of problems, as it is an universal tool.

Being an up to date problem and having a special importance to this work, a significant part of the Master Thesis was reserved to the analysis of the actual tendencies in local energy production, mainly in what concerns the technical problems and legal features.

Resumé

L'étude qui est presentée a été preparée dans le but de prendre en compte et d'analyser des problèmes des réseaux électriques ayant par origine des surtensions de manoeuvre et d'en établir le lien avec les conditions techniques d'insértion de la production décentralisée d'électricité que est aujourd'hui en developpement rapide, sous l'effet de plusieurs facteurs favorables.

Dans cet étude on fait le traitement d'un cas réel qui se déroule dans le réseau de *EN - Electricidade do Norte, S.A.*, et où on peut en rétirer les conséquences à la suite d'une surtension de manoeuvre, dont l'origine est liée à la mise en service des batteries de condensateurs instalées dans le réseau pour la compensation de l'énergie réactive.

Le travail développé a aussi permis une étude approfondie des moyens et des outils qui sont actuellement à la disposition des ingénieurs et téchniciens chercheurs pour la simulation et le calcul des régimes transitoires électromagnétiques. Une attention toute particulière est accordée au programme *EMTP*, devenu un outil presque universel dans le domaine.

Vue l'importance actuelle du sujet et ses implications avec le travail mennée, une partie significative de cette thèse est consacrée à l'analyse des tendances actuelles dans le domaine de la production decentralisée d'énergie électrique par des petites unitées raccordées au réseau HT, nottament en ce qui concerne les aspects téchniques et législatifs.

ÍNDICE

1 Introdução ---------- 2

1.1 Âmbito ---------- 2

1.2 Motivação e orientação do trabalho ---------- 3

1.3 Estrutura ---------- 5

2 Estudo de regimes transitórios em sistemas eléctricos de energia ---------- 8

2.1 Generalidades ---------- 8

2.2 Ferramentas para simulação de transitórios ---------- 8

3 Tendências actuais no domínio da produção de energia eléctrica ---------- 17

3.1 Introdução ---------- 17

3.2 Problemas técnicos resultantes da ligação à rede de instalações de produção independente ---------- 19

3.2.1 Regulação de tensão em redes de distribuição pública ---------- 19

3.2.1.1 Alteração dos perfis de tensão ---------- 23

3.2.2 Potência de curto-circuito ---------- 29

3.2.3 Regimes transitórios ---------- 32

3.2.3.1 Ligação de alternadores ---------- 32

3.2.3.2 Ligação de geradores síncronos --------- 34

3.2.3.3 Saída de serviço de geradores assíncronos ---------- 36

3.2.3.4 Problemas de estabilidade ---------- 37

3.2.3.5 Protecções ---------- 39

3.2.3.6 Harmónicos ---------- 40

4 Cálculo de regimes transitórios em sistemas eléctricos de energia ---------- 42

4.1 Introdução ---------- 42

4.2 O programa EMTP ---------- 45

4.2.1 Histórico ---------- 45

4.2.2 Informações gerais ---------- 47

4.2.3 Principais tipos de elementos disponíveis no EMTP/ATP ---------- 51

4.2.4 Resultados disponíveis no EMTP/ATP ---------- 52

4.2.5 Estrutura geral do programa (entrada de dados) -- 53

4.2.6 Problemas para o utilizador do EMTP/ATP ------- 54

5 Modelos eléctricos dos componentes do SEE ---------- 57

5.1 Modelo do transformador de potência ---------- 57

5.1.1 Introdução ---------- 57

5.1.2 Tratamento matemático. Equações fundamentais 59

5.1.2.1 Transformador monofásico ---------- 59

5.1.2.1.1 Circuito equivalente reduzido a um enrolamento - 63

5.1.2.2 Transformador trifásico ---------- 65

5.1.3 Modelização do transformador no programa EMTP ---------- 66

5.1.3.1 Transformador monofásico ---------- 66

5.1.3.2 Transformador trifásico ---------- 68

5.2 Modelo das linhas de transmissão de energia ---------- 71

5.2.1 Parâmetros e equações fundamentais ---------- 71

5.2.2 A modelização de linhas de transmissão no programa EMTP---------- 79
5.2.2.1 Generalidades ---------- 79
5.2.2.1.1 Esquema equivalente em PI -- 80
5.2.2.2 Modelo de parâmetros distribuídos ------- 81

6 Cálculo de sobretensões de manobra em redes de distribuição com produção independente ---------- 86

6.1 Introdução. Descrição geral do caso em estudo ---------- 86
6.2 Constituição da rede ---------- 87
6.3 Situação habitual de funcionamento ---------- 88

7 Implementação do caso em estudo ---------- 91

8 Resultados ---------- 100

8.1 Introdução ---------- 100
8.2 Resultados das simulações ---------- 101
8.2.1 "Simulação 1" ---------- 101
8.2.2 "Simulação 2" ---------- 102
8.2.3 "Simulação 3" ---------- 105
8.2.4 "Simulação 4" ---------- 108

9 Conclusões ---------- 113

9.1 Introdução ---------- 113
9.2 Resumo do trabalho desenvolvido ---------- 113
9.3 Conclusões do trabalho desenvolvido ---------- 114
9.3.1 Ferramentas para a simulação de transitórios ----- 114
9.3.2 Estudo do programa EMTP ---------- 114
9.3.3 Problemas relativos à produção independente de energia eléctrica ---------- 116
9.3.4 Estudo do caso ---------- 118

9.4 Proposta de trabalho futuro ---------- 119

Bibliografia e referências ---------- 122

Anexo A ---------- 126

Anexo B ---------- 128

Anexo C ---------- 143

Anexo D ---------- 156

Anexo E ---------- 169

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura	Legenda	Página
3.1	Variação da tensão num ramal de uma rede passiva de MT	21
3.2	Esquema da regulação em "compoundage"	22
3.3	Variação do perfil de tensão num ramal MT alimentado por uma subestação AT/MT com transformadores com regulação em compound	23
3.4	Variação do perfil de tensão num ramal com produção independente	25
5.1	Circuito equivalente de um transformador monofásico	58
5.2	Circuito equivalente de um transformador monofásico	61
5.3	Circuito equivalente de um transformador monofásico com a representação das componentes de I_0	63
5.4	Circuito equivalente de um transformador monofásico referido ao secundário	65
5.5	Modelo do EMTP para o transformador monofásico com dois enrolamentos	67
5.6	Modelo do EMTP para o transformador monofásico com três enrolamentos	67
5.7	Modelo do EMTP para o transformador trifásico	69

5.8	Modelo do EMTP para ligação de um enrolamento de um transformador com ligação em triângulo ------	70
5.9	Modelo de parâmetros distribuídos de uma linha -----	73
5.10	Modelo do EMTP para o esquema equivalente em PI	81
5.11	Modelo do EMTP para representação de uma linha com parâmetros distribuídos ----------	84
6.1	Troço da rede da EN objecto do estudo ----------	87
7.1	Esquema da rede objecto do estudo ----------	92
7.2	Algoritmo de entrada de dados "Simulação 1" --------	95
7.3	Algoritmo de entrada de dados "Simulação 2" --------	96
7.4	Algoritmo de entrada de dados "Simulação 3" --------	97
7.5	Algoritmo de entrada de dados "Simulação 4" --------	98
8.1	Evolução da tensão nas três fases do nó 10 (nó de ligação do produtor independente de Covas do Barroso à rede) com as baterias de condensadores fora de serviço (intervalo de 0 a 0,1 s) ----------	102
8.2	Evolução da tensão nas três fases do nó 10 com a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Telheira (intervalo de 0 a 0,1 s) --------	103
8.3	Perturbação na tensão das três fases do nó 10 após a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Telheira (intervalo de 0,1 s a 0,2 s) ----	104
8.4	Regeneração da tensão nas três fases do nó 10 após a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Telheira (intervalo de 1,7 s a 1,8 s) ----	105

8.5 Evolução da tensão nas três fases do nó 10 com a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Valdigem após a entrada da bateria de condensadores da subestação de Telheira (intervalo de 0 a 0,1 s) ---------- 106

8.6 Perturbação na tensão das três fases do nó 10 após a entrada em serviço das baterias de condensadores das subestações de Telheira e Valdigem (intervalo de 0,1 s a 0,2 s) ---------- 107

8.7 Regeneração da tensão nas três fases do nó 10 após a entrada em serviço das baterias de condensadores das subestação de Telheira e Valdigem (intervalo de 1,7 s a 1,8 s) ---------- 108

8.8 Evolução da tensão nas três fases do nó 10 com a entrada (desfasada) em serviço dos dois escalões da bateria de condensadores da subestação de Valdigem após a entrada da bateria de condensadores da subestação de Telheira (intervalo de 0 a 0,1 s) -------- 109

8.9 Perturbação na tensão das três fases do nó 10 após a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Telheira e dos dois escalões da bateria de condensadores da subestação de Valdigem (intervalo de 0,1 s a 0,2 s) ---------- 110

8.10 Regeneração da tensão nas três fases do nó 10 após a entrada em serviço das baterias de condensadores das subestação de Telheira e Valdigem (intervalo de 1,7 s a 1,8 s) ---------- 111

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela	Legenda	Página
3.1	Condições técnicas de ligação de alternadores --------	33
3.2	Condições técnicas de ligação de alternadores na França ----------	33
6.1	Características das instalações de produção independente ----------	88

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

1.1 ÂMBITO

O presente trabalho desenvolve-se na área do cálculo de regimes transitórios electromagnéticos em Sistemas Eléctricos de Energia e, em particular, no que se refere às sobretensões de manobra.

Estas sobretensões têm como origem as modificações da configuração eléctrica de uma rede, podendo traduzir-se por regimes transitórios bastante complexos e que podem acarretar sobretensões mais ou menos elevadas.

Ao contrário do que sucede com as sobretensões dinâmicas ou temporárias, as sobretensões de manobra são rapidamente amortecidas, podendo no entanto atingir níveis de solicitação dielétrica inaceitáveis, superiores a 2 p.u. ou mesmo 3 p.u..

Entre as sobretensões de manobra podemos considerar as que comportam manobras de fecho e as que envolvem manobras de corte e, em cada caso, existe uma diversidade muito grande de situações [3].

O estudo desenvolvido contempla sobretensões de manobra do primeiro tipo, envolvendo a colocação sob tensão de baterias de condensadores, em redes de média ou alta tensão.

Noutros níveis de tensões pode dizer-se que são as sobretensões externas originadas pelas descargas atmosféricas aquelas que maiores preocupações provocam quer a nível de projecto de coordenação de isolamentos, quer a nível de exploração das redes eléctricas. As sobretensões de manobra passam a ser condicionantes e a exigir um cuidadoso estudo apenas no caso de redes de muito alta tensão, sendo determinantes na fixação do nível de isolamento a adoptar.

Assim, os principais aspectos visados no presente trabalho compreendem não as partes tradicionais de coordenação de isolamento mas sim os problemas ligados à actuação de relés de máximo de tensão com origem em sobretensões de manobra, colocando fora de serviço unidades de produção hídrica independente.

A metodologia base do presente trabalho assenta na consideração de modelos de simulação numérica, conduzindo ao cálculo digital das sobretensões de manobra do tipo anteriormente referido.

1.2 MOTIVAÇÃO E ORIENTAÇÃO DO TRABALHO

A motivação para levar por diante o tratamento de um determinado tema, surge fundamentalmente no decurso da parte escolar do curso de Mestrado. Com efeito, das diversas cadeiras que nos são propostas, é inevitável que uma ou outra nos motivem particularmente. No meu caso isso aconteceu com as cadeiras de Técnica das Altas Tensões (*TAT*) e de Produção Eléctrica em Pequena Escala (*PEPE*), que me abriram perspectivas novas, em domínios apaixonantes e muito estimuladores. Posso assim dizer que foi dessa fase do meu Mestrado que começou a germinar a ideia de tratar

problemas relacionados com solicitações dieléctricas particulares nos Sistemas Eléctricos de Energia e eventuais implicações técnicas ligadas com a produção independente.

Uma outra motivação assenta no facto de pretender realizar um trabalho ligado à actividade de engenharia e, portanto, inserido num contexto industrial, no complexo mundo da exploração de redes eléctricas de energia. Nesta perspectiva foram realizados diversos contactos com empresas do sector, em particular a *REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.* e a *EN - Electricidade do Norte, S.A.*, ao longo dos quais foi possível identificar diversos problemas concretos com os quais aquelas empresas se defrontam regularmente. Dos diversos problemas identificados, todos eles envolvendo sobretensões de manobra, após uma análise cuidada e ponderada, foi escolhido o tema referido, o qual aborda uma perspectiva menos clássica do que o tradicional estudo das sobretensões em termos de coordenação de isolamento.

No que se refere à orientação do trabalho, os passos seguidos começaram por uma recolha bibliográfica essencialmente teórica e capaz de possibilitar os estudos de base indispensáveis à concretização dos fenómenos transitórios electromagnéticos em SEE, e em particular das sobretensões de manobra. Nesta fase começou igualmente a preparação dos elementos para possibilitar a utilização do programa *EMTP/ATP*, designadamente através do estudo do correspondente "*Rule Book*" [11] e da instalação do programa num computador pessoal, fazendo-o correr com diversos casos típicos indicados como "*study case*" em diversas publicações.

Após ter conseguido um domínio adequado do programa foi necessário proceder à recolha de elementos característicos da rede objecto de estudo, directamente fornecidos pela entidade exploradora, de modo a poder implementar a referida rede no meio de cálculo. Por último, foram gerados os diversos resultados, directamente através do programa, que possibilitaram a elaboração das diversas conclusões.

1.3 ESTRUTURA

Após esta introdução, apresenta-se no capítulo 2 uma descrição das diversas ferramentas utilizadas para o estudo de regimes transitórios em Sistemas Eléctricos de Energia.

No capítulo 3 é efectuada uma abordagem às tendências actuais no domínio da produção de energia eléctrica, nomeadamente à produção independente hídrica, legislação aplicável e problemas técnicos inerentes a esse sector.

O capítulo 4 aborda o cálculo de regimes transitórios em SEE, sendo dado ênfase as tendências ao longo dos últimos anos relativamente às ferramentas a utilizar para esse cálculo. Na parte final do capítulo é realçado o programa *EMTP/ATP*.

Pela sua importância neste trabalho é dedicado um capítulo, o capítulo 5, à modelização dos componentes do Sistema Eléctrico de Energia, nomeadamente para os transformadores de potência e para as linhas. As

modelizações apresentadas referem-se aos modelos matemáticos e aos modelos do programa *EMTP/ATP*.

No capítulo 6 é apresentado um caso real, onde são notórios os problemas resultantes da sobretensão de manobra num troço da rede explorada pela *EN - Electricidade do Norte, S.A.* onde existe ligação de produtores independentes à referida rede.

O capítulo 7 é referente à implementação do caso em estudo que foi descrito no capítulo 6. O programa *EMTP/ATP* é utilizado para estimar a evolução temporal da tensão nas três fases.

No capítulo 8 são apresentados os resultados obtidos através da implementação do caso em estudo efectuado no capítulo anterior.

No capítulo 9 incluem-se as conclusões mais relevantes do trabalho efectuado e apresentam-se algumas sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

ESTUDO DE REGIMES TRANSITÓRIOS EM SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA

2. ESTUDO DE REGIMES TRANSITÓRIOS EM SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA

2.1 GENERALIDADES

A área dos transitórios electromagnéticos envolve uma ampla gama de fenómenos, provocados por variações súbitas de tensão ou corrente nos sistemas eléctricos, inicialmente em estado de regime permanente na grande maioria dos casos. Essas variações súbitas de tensão e corrente são provocadas por descargas atmosféricas, defeitos no sistema ou actuação de disjuntores.

Um estudo de transitórios tanto pode levar a especificações dos dispositivos de protecção dos equipamentos de um sistema eléctrico ou pode permitir a determinação dos motivos que provocaram uma perturbação no sistema.

2.2 FERRAMENTAS PARA A SIMULAÇÃO DE TRANSITÓRIOS

O estudo de fenómenos transitórios em sistemas eléctricos pode ser realizado através de modelos em escala reduzida, de simuladores analógicos, de simuladores digitais ou de simuladores híbridos. Todas estas ferramentas apresentam resultados satisfatórios, desde que os responsáveis pela execução das simulações tenham conhecimento suficiente do assunto e das potencialidades do simulador em utilização.

Os modelos em escala reduzida, tais como, "*analisadores de redes*" nas versões c.a. e c.c. e as "*microredes*", são modelos orientados para o estudo do regime permanente e para o estudo dos problemas de estabilidade. Estes modelos têm uma aplicação limitada, dadas as dificuldades da realização física de miniaturas dos equipamentos do sistema eléctrico.

Os simuladores analógicos têm sido tradicionalmente utilizados para a simulação de transitórios em redes eléctricas, sendo geralmente conhecidos por "*Analisadores de transitórios de redes*" ou *TNA* (*Transient Network Analyser*) e não devem ser confundidos com os modelos em escala reduzida porque todos os seus componentes são baseados em equivalentes eléctricos, e não em modelos reduzidos dos componentes reais. Neste tipo de simuladores o acento tónico era colocado na representação dos elementos de constantes repartidas, linha aéreas e cabos subterrâneos, sendo os geradores e as cargas, em contrapartida, representados de modo extremamente sucinto. Estes modelos estão particularmente vocacionados para o estudo dos transitórios ditos rápidos, isto é, regimes envolvendo uma gama de frequências que pode ir até algumas dezenas de kHz e nas quais se incluem as sobretensões de manobra. O sistema em estudo é normalmente representado com conservação das escalas de tempo e da impedância (fontes a 50 Hz), ao contrário do que acontecia nos "*analisadores de redes*" de corrente alternada e nas "*microredes*". No entanto, uma conveniente mudança de escala de tempos permite, com a utilização dos mesmos elementos, efectuar uma extensão do domínio de aplicação do modelo a outras gamas de frequências. Os modelos analógicos constituíram, com efeito, durante bastante tempo, o equipamento preferido para a abordagem dos diversos problemas que se colocam nos Sistemas Eléctricos de Energia e particularmente dos

respectivos regimes transitórios. Apesar de apresentarem vantagens inestimáveis de, por um lado, permitirem o acompanhamento do estudo a efectuar sobre um dado sistema e uma boa visualização do mesmo, constituindo uma excelente aproximação física dos parâmetros em jogo e estando, por outro lado, isentos de riscos de instabilidades numéricas que se verificam nos computadores e que podem dar origem a formas de onda sem qualquer ligação com a realidade, o que é um facto, é que o emprego dos modelos analógicos tem vindo a ser cada vez mais reduzido e até abandonado por diversos utilizadores. No entanto, houve uma grande evolução nos simuladores analógicos quanto à automatização e aquisição de dados, visando aumentar a sua capacidade de simulação e manter a sua competitividade em relação a outras ferramentas, tendo em vista o elevado custo da sua utilização. A possibilidade de acoplamento ao *TNA* de um sistema de controlo real pode ser visto como uma das grandes vantagens desta ferramenta. Na base do crescente abandono desta ferramenta estão aspectos ligados ao respectivo tempo de resposta, o qual assume valores com os quais a exploração actual dos SEE não pode compadecer-se. Na verdade, a complexidade cada vez maior dos sistemas actuais conduziu a tempos de preparação dos modelos a ensaiar perfeitamente inadmissíveis para a obtenção, em tempo útil, de resultados requeridos pela exploração. De referir que a fiabilidade de certos modelos analógicos ficou, em certos casos, comprometida a partir de uma certa idade dos mesmos dadas as características construtivas dos respectivos componentes, exigindo cuidados de manutenção constantes e muito onerosos, dificilmente dispensáveis. Estes factos conduzem de modo mais ou menos irreversível à perda de todas as vantagens de estabilidade e de realismo oferecidas pelos modelos analógicos.

Em contrapartida, os simuladores digitais têm alcançado notáveis progressos, tendo em vista a evolução apresentada na velocidade de processamento e nas configurações dos computadores actuais. Pode-se afirmar que não existem grandes limitações para a modelização de qualquer componente do sistema eléctrico em programas digitais. As facilidades gráficas associadas aos sistemas computacionais de cálculo vieram ainda aumentar o sucesso do respectivo emprego para resolução dos problemas levantados nos modernos e complexos Sistemas Eléctricos de Energia funcionando em regimes transitórios. Qualquer equivalente eléctrico, ou desenvolvimento teórico, baseado em características eléctricas conhecidas, ou possíveis de serem determinadas por ensaios, pode ser representado por um conjunto de instruções e acoplado num programa digital para o cálculo de transitórios. Com a evolução dos computadores, e devido aos custos envolvidos, pode-se afirmar que a tendência actual para a simulação de transitórios está nos simuladores digitais.

No que concerne aos simuladores híbridos, empregam modelos digitais e modelos analógicos simultaneamente, através da utilização de acoplamentos apropriados. Apesar do seu emprego em escala comercial ainda há limitações importantes para a sua aplicação generalizada [10].

As comparações de resultados obtidos com estas ferramentas tendem a mostrar uma boa correlação geral, mas com diferenças em detalhes na forma das ondas e, o que é mais importante, com desvios em relação aos valores obtidos em testes de campo. No entanto, pequenas diferenças podem existir entre um *TNA* e outro e entre programas digitais.

A combinação de facilidades analógicas e digitais pode ser extremamente proveitosa e, em termos mais realísticos, os dois métodos podem ser encarados como complementares em vez de competitivos.

Em geral os resultados obtidos, seja com um *TNA* ou com um programa digital, apresentam uma precisão suficiente para os estudos de sobretensões necessários à especificação dos equipamentos de sistemas de potência.

A ferramenta a ser utilizada deve ser capaz de representar parâmetros distribuídos e concentrados de modo preciso, inclusive com a dependência dos seus valores com a frequência. Em adição, deve ser capaz de representar diversos efeitos da não-linearidade como as encontradas em descarregadores de sobretensões, transformadores, efeito coroa, arco através dos contactos de um disjuntor, etc..

Na prática nem sempre é possível, ou necessário, levar em conta todas estas necessidades e o resultado é um compromisso entre requisitos específicos para o fenómeno em estudo e as simplificações introduzidas na modelização dos componentes do sistema e nos processos de resolução numérica. Por outro lado, as dificuldades do cálculo de transitórios não se restringem exclusivamente ao método de cálculo. A necessidade de dados precisos e completos a respeito do sistema também apresenta os seus problemas, e é de considerável importância, dado que a precisão de qualquer cálculo não pode ir além daquela na qual os dados são baseados.

Outro aspecto de fundamental importância, e talvez o mais importante de todos, é a experiência dos responsáveis pela elaboração dos estudos.

Na prática, os três factores mencionados acima afectam a qualidade dos resultados obtidos para um determinado estudo, os quais são dependentes da ferramenta utilizada, da qualidade dos dados do sistema e da experiência dos responsáveis pelo estudo.

No entanto, o presente trabalho, relativamente à abordagem das ferramentas para a simulação de transitórios, não ficaria completo sem uma breve referência aos ensaios de campo. Com efeito, são eles que têm permitido a validação e aferição e ainda o aperfeiçoamento dos diversos modelos, quer de simulação numérica quer analógica, que ao longo dos tempos têm vindo a ser desenvolvidos.

Os ensaios de campo apresentam naturalmente diversos aspectos positivos mas também negativos. De modo intuitivo e numa primeira análise poderíamos ser levados a pensar e a concluir que a simulação directa de perturbações na rede real constitui o melhor e mais seguro meio de estudo das solicitações associadas a essas perturbações. No entanto, como se pretende mostrar, na prática nem sempre assim acontece.

O estudo directo das solicitações na rede pode fazer-se essencialmente de dois modos [17]:

- através da organização duma campanha de ensaios, em que as perturbações são voluntariamente provocadas;

- através da instalação ao longo da rede de aparelhagem de medição capaz de registar toda a perturbação que eventualmente se manifeste na rede, em exploração normal.

Dado o caracter aleatório de certos regimes transitórios em SEE, pode dizer-se que não nos interessa propriamente o conhecimento preciso de uma dada solicitação particular na rede mas sim a distribuição estatística das solicitações associadas a um certo tipo de perturbações. O conhecimento destas distribuições estatísticas impõe o tratamento dum volume de medições elevado o que em geral não é conseguido com as campanhas de ensaios nem com o registo directo na rede das perturbações que eventualmente aparecem. A este facto acresce a circunstância de que certos estudos de regimes transitórios são particularmente importantes numa fase de concepção da rede, altura em que não é possível realizar ensaios directos sobre a mesma.

Por último e para terminar a referência aos aspectos negativos, não podemos esquecer que os ensaios de campo constituem inevitavelmente uma perturbação para a exploração da rede e que o seu custo é particularmente elevado.

No entanto, há que lembrar que, se os modelos analógicos ou numéricos constituem a ferramenta usual do estudo dos fenómenos transitórios nas redes, não é menos verdade que só os ensaios reais permitem a correspondente validação e são as únicas referências capazes de permitir um controlo sobre a boa representatividade global dos modelos.

Aliás, em especial no caso dos modelos numéricos, há um obstáculo particularmente importante e difícil de ultrapassar e que está ligado à possibilidade de conseguir uma simulação satisfatória do ponto de vista físico. Com efeito nada indica à priori o tipo de elementos a utilizar num estudo particular. Apenas uma grande experiência dos fenómenos físicos em jogo pode permitir ao utilizador uma boa apreensão da realidade e consequentemente a possibilidade de a representar correctamente. Ora esta experiência tem como fundamento último a análise directa dos fenómenos da rede, o que torna particularmente importante a confrontação permanente de resultados obtidos a partir de ensaios e do cálculo.

A terminar esta referência aos ensaios de campo deixamos uma menção especial à campanha de ensaios levada a cabo pela *EDP*, através da equipa do Laboratório de Sacavém, a qual teve lugar em Maio de 1979 e precedeu a entrada em exploração da rede de 400 kV no nosso país.

Estes ensaios, notavelmente conduzidos e que tiveram uma grande ressonância internacional, permitiram a confirmação experimental dos valores considerados na fase de projecto, bem como a recolha de preciosa informação, indispensável à exploração da rede e à adequada regulação dos sistemas de protecção.

De referir que o estudo inicial desta rede havia sido efectuado sobre o modelo analógico (*TNA*) no *CESI* em Milão e posteriormente sobre o modelo numérico (programa *EMTP*) na *EDP* em Sacavém.

CAPÍTULO 3

TENDÊNCIAS ACTUAIS NO DOMÍNIO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

3. TENDÊNCIAS ACTUAIS NO DOMÍNIO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

3.1 INTRODUÇÃO

A incerteza do mercado dos produtos petrolíferos, o elevado grau de dependência do nosso país relativamente a esses produtos, o seu custo, e mais recentemente, o crescente alerta para o impacto ambiental da queima de combustíveis fósseis, conduziram à necessidade de diversificação, descentralizada e optimização do aproveitamento dos recursos energéticos nacionais utilizados na produção de energia eléctrica.

Assim, a utilização de recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais para autoprodução de energia eléctrica tem vindo a ser progressivamente encorajada em Portugal, nomeadamente a partir da publicação do Decreto-Lei nº 20/81, e acelerada com a aprovação do programa comunitário *VALOREN*.

Com a publicação do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, foi estabelecido o enquadramento legal referente à actividade de produção independente de energia eléctrica, e possibilidade da sua distribuição por parte de entidades distintas da *EDP*.

Desta forma, passou a ser possível, nas condições impostas pelo referido Decreto-Lei, a produção de energia eléctrica e sua entrega ao distribuidor público, entre outros, nos seguintes casos:

- exploração de pequenos cursos de água em centrais mini-hídricas;
- produção combinada de energia eléctrica e calor, geralmente em unidades fabris cujo processo industrial necessite de produção de vapor, em centrais de cogeração;
- aproveitamentos da energia do vento em centrais e parques eólicos;

Em Portugal a produtividade média anual, ano hidrológico médio, em aproveitamentos hidroeléctricos de pequena potência (até 10 MVA) poderá estar compreendida entre 2 e 3 TWh. Atendendo, entre outras, às condições técnicas impostas pela legislação em vigor e à rentabilidade dos aproveitamentos nas condições económicas actuais, a generalidade das instalações será de média ou alta queda e a sua potência situar-se-á na maioria dos casos entre 1000 e 5000 kVA.

Consoante o valor da potência disponível nestes aproveitamentos são consideradas várias soluções na escolha do tipo do gerador a instalar: alternador ou gerador assíncrono.

De referir que estas pequenas instalações de produção independente não deverão ser concebidas como cópias em escala reduzida de instalações de elevada potência. O seu projecto requer um apreciável grau de inovação visando a redução dos custos, quer ao nível da concepção, quer relativamente à minimização da complexidade da exploração.

Desta forma, tem-se assistido nos últimos tempos a uma certa preferência pela utilização de geradores de indução neste tipo de instalações de

produção. Com efeito, os geradores de indução são caracterizados principalmente por:

- em igualdade de potência nominal serem mais pequenos e apresentarem uma concepção bastante mais simples que a de um alternador, o que os torna mais baratos;
- dispensarem equipamentos de excitação e de sincronização, pelo que resulta menor investimento inicial e proporciona maior facilidade de exploração;
- requerem menor manutenção e são mais fiáveis, o que conduz a menor indisponibilidade média anual, permitindo amortizar mais rapidamente os investimentos.

3.2 PROBLEMAS TÉCNICOS RESULTANTES DA LIGAÇÃO À REDE DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO INDEPENDENTE

3.2.1 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA

A qualidade do serviço associada à distribuição da energia eléctrica é consideràvelmente influenciada pela manutenção na rede de perfis de tensão que assegurem a não violação dos seus limites contratuais. É pois compreensível que a regulação de tensão seja uma das preocupações dominantes nas fases de projecto e exploração das redes de distribuição publica.

Nas redes de distribuição em MT a regulação de tensão é geralmente efectuada nas subestações AT/MT através de transformadores com

regulação automática em carga; funcionando por vezes em "*compoundage*" nas redes longas. Embora pouco utilizada é também possível utilizar baterias de condensadores nas subestações AT/MT, ou dispersas pela rede, em pontos previamente definidos.

A nível da BT a regulação de tensão pode realizar-se:

- alterando as tomadas de regulação dos transformadores MT/BT; esta regulação, geralmente ± 5%, é fixa e só é possível realizá-la com o transformador desligado;
- montando nos ramais reguladores tais como: reguladores hipertensores (autotransformador monofásico com o qual se introduz na linha uma tensão longitudinal adicional), ou reguladores de indução.

Atendendo à maior utilização da regulação em carga efectuada nas subestações AT/MT, analisaremos com maior detalhe esta técnica. Esta regulação pode ser do tipo convencional, analisando apenas o valor da tensão no barramento de MT, ou em "*compound*" onde se considera também a influência do valor da carga do transformador.

Na regulação em carga convencional procura-se, a partir apenas da análise do valor da tensão secundária, mantê-la dentro de uma faixa de valores previamente definida.

Obviamente que sendo a rede passiva e de exploração radial, e não existindo baterias de condensadores, a tensão ao longo da rede diminui

com o afastamento da subestação, bem como diminuirá com o aumento da carga.

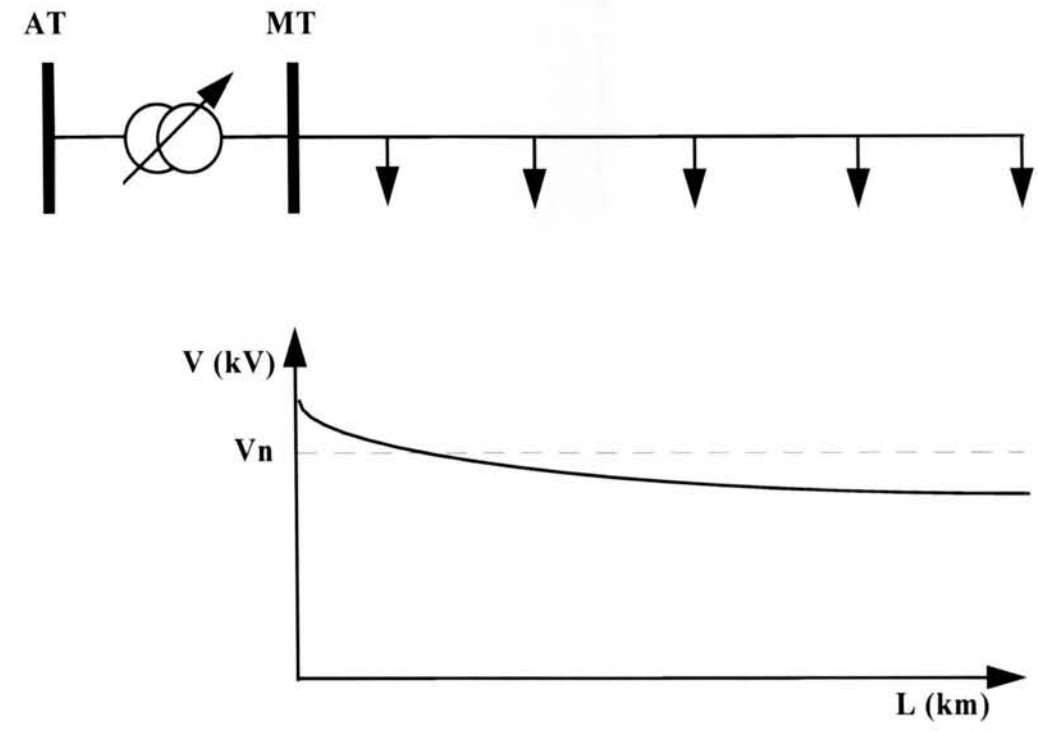
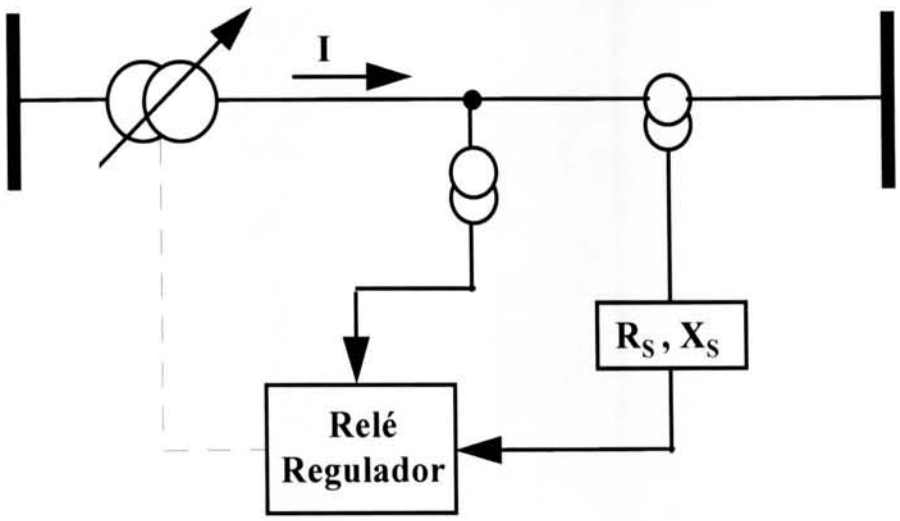


Figura 3.1 - ***Variação da tensão num ramal de uma rede passiva de MT***

A regulação do tipo "*compound*" consiste em controlar o valor da tensão num ponto fictício da rede de distribuição, situado a jusante do transformador e simulado pela série de uma reactância e uma resistência reguláveis. A regulação depende, assim, não só do valor da tensão no barramento MT da subestação, mas também do valor da carga dos transformadores e do sentido da corrente que percorre o secundário.



R_S - Resistência de Regulação **X_S - Reactância de Regulação**

Figura 3.2 - ***Esquema da regulação em "compoundage"***

O regulador comporta-se como se estivesse a medir a tensão num ponto fictício da rede de MT, dada por $V_p = |V_{MT} - I.(R_S + jX_S)|$. Desta forma, quando a carga aumenta a corrente I aumenta provocando uma diminuição da tensão no ponto fictício P, comandando desta forma o aumento da tensão no barramento de MT. Ao contrário, quando a carga diminui o regulador actuará no sentido de baixar a tensão no barramento de MT.

Esta metodologia permite a variação da tensão com a carga num ponto afastado da rede, escolhido por regulação dos valores R_S e X_S que o simulam, permitindo assim mais informação sobre os níveis de tensão na rede para cada valor da carga.

A figura seguinte mostra a variação do perfil de tensão num ramal MT quando na subestação AT/MT são utilizados transformadores com regulação em "*compoundage*".

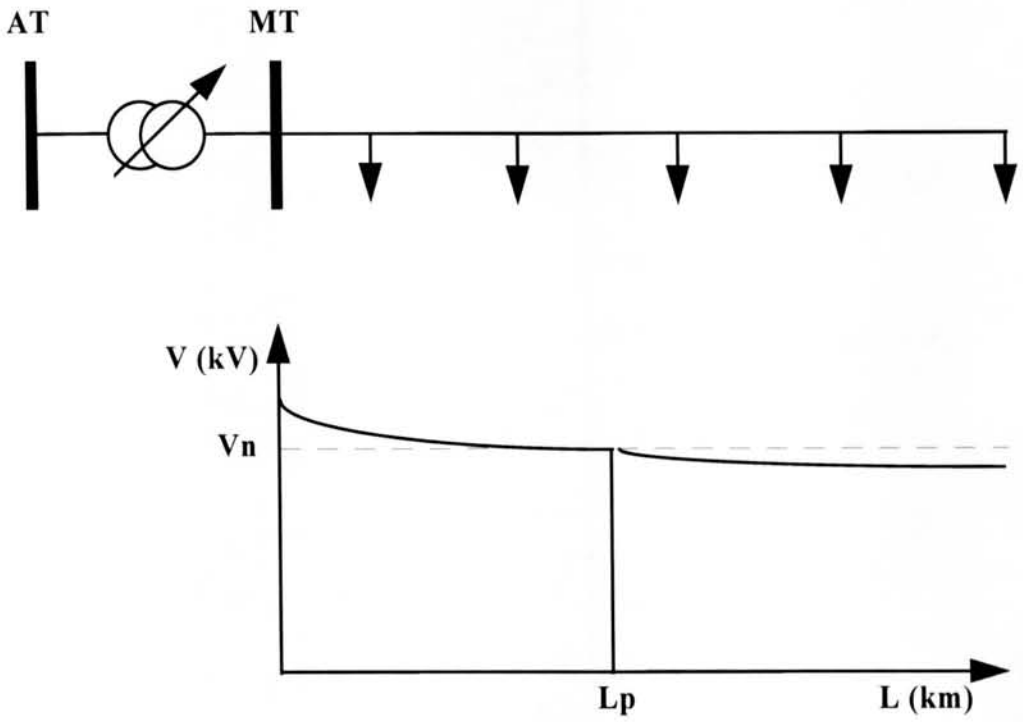


Figura 3.3 - ***Variação do perfil de tensão num ramal MT alimentado por uma subestação AT/MT com transformadores com regulação em compound***

Em Portugal utiliza-se a técnica de regulação convencional, no entanto, é a semelhança do que já acontece em outros países, é previsível uma evolução para a regulação em "*compound*" que como já foi referido apresenta outras vantagens podendo-se tirar um melhor partido da regulação.

3.2.1.1 ALTERAÇÃO DOS PERFIS DE TENSÃO

As variações de carga dos consumidores alimentados pelas redes de distribuição traduzem-se em variações frequentes dos perfis de tensão das

redes, que são compensados pela utilização das filosofias de regulação descritas anteriormente.

Com efeito, sendo possível a existência de factores de diversidade entre as cargas dos diversos ramais ligados ao barramento de MT de uma subestação, estes não serão muito elevados. Assim, a variação da carga nos diversos ramais é praticamente simultânea, tal como serão do mesmo sentido as variações de queda de tensão que se pretende atenuar.

A interligação de unidades produtoras independentes numa rede provocam alterações nos perfis de tensão existentes na rede anteriormente à sua inclusão. Além da situação de funcionamento em regime nominal das unidades, a variação das disponibilidades energéticas primárias, caudais afluentes, e a própria indisponibilidade momentânea, implicam diferentes trânsitos de potência nos ramais que consequentemente provocam alterações no perfis de tensão das redes.

É de referir que o facto da inclusão das unidades produtoras independentes numa rede, normalmente, não traduzem alterações dos perfis de tensão que colidam com uma boa exploração da rede. Em condições normais de exploração, ou seja, geradores próximo do seu regime nominal e baterias de condensadores ligadas, os perfis de tensão, com a inclusão destas unidades, melhora significativamente relativamente à situação existente anteriormente à inclusão da produção local.

A figura 3.4, traduz o raciocínio apresentado.

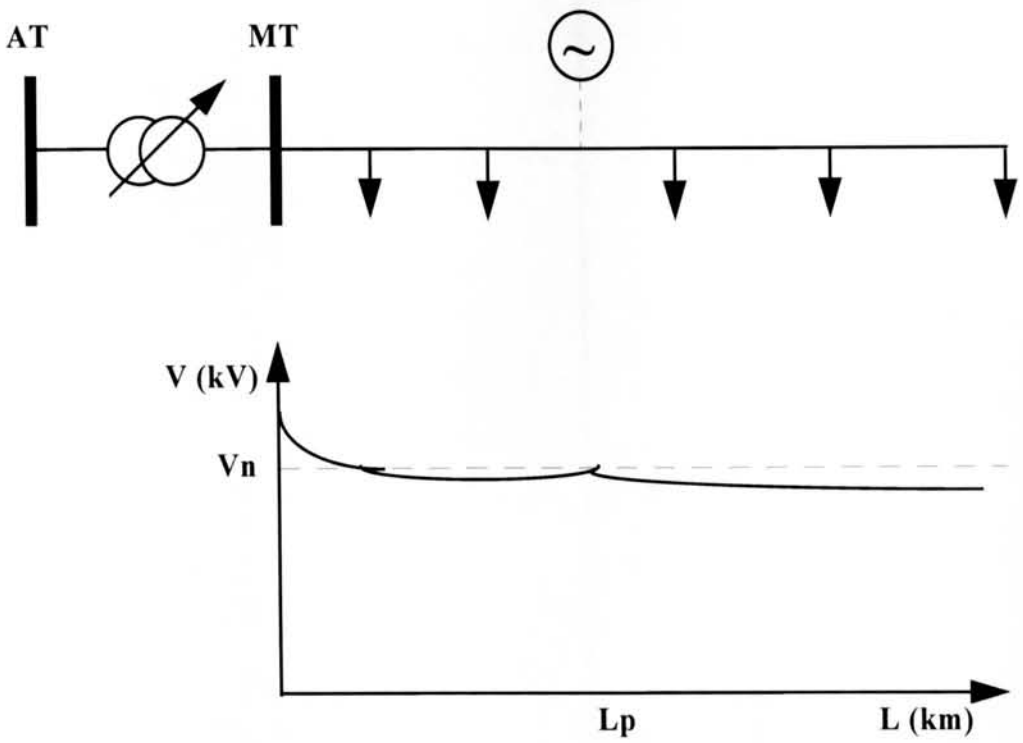


***Figura 3.4** - Variação do perfil de tensão num ramal com produção independente*

Normalmente, uma subestação AT/MT alimenta vários ramais de MT, em exploração radial. Na prática, verifica-se que a variação dos perfis de tensão de um ramal em que se inclui uma ou mais unidades de produção independente não acompanha o que se verifica nos outros ramais onde não há qualquer inclusão destas unidades.

Se na subestação AT/MT os transformadores fazem regulação de tensão com "*compoundagem*" a situação é mais complexa. Nesta situação, a carga dos transformadores AT/MT diminui quando entram em serviço as unidades de produção independente implicando que o regulador de tensão actue no sentido de baixar a tensão no barramento de MT. Este abaixamento é generalizado a todos os ramais alimentados pela subestação, mesmo aqueles que não possuem unidades produtoras,

conduzindo a valores de tensão de serviço nesses ramais bastante inferiores aos do ramal com produção independente.

Em termos técnicos, é necessário garantir que estas variações de tensão não ultrapassem os limites contratuais do valor da tensão fornecida aos consumidores, por outro lado, esses limites também devem ser respeitados mesmo que a(s) unidade(s) estejam indisponíveis.
A conjugação destas duas condições é um dos problemas técnicos mais difíceis de resolver.

Pode acontecer, quando as unidades de produção locais são ligadas ou desligadas da rede, e após o período transitório subsequente, provocarem a saída das tensões do limites contratuais, enquanto o regulador de tensão não actua. Em França é permitido valores superiores, no máximo, de 5% relativamente ao valor contratual.

A localização no ramal do ponto de interligação da unidade de produção independente pode também, por si, provocar dificuldades acrescidas na regulação da tensão. Se a unidade produtora se situar entre a subestação AT/MT e o centro de cargas do ramal, o sistema de medição do regulador, quando funciona em "*compound*", não tem a imagem correcta da queda de tensão na linha.

De referir que durante as horas de vazio poderá ocorrer a inversão do sentido do trânsito de potências, conduzindo à injecção de potência na rede AT. Desta forma, a queda de tensão "negativa" medida na impedância do regulador traduz-se por fazer com que o regulador encoste à tomada limite inferior, ficando assim a tensão em valores bastante baixos. Este facto

pode exigir uma alteração completa do esquema de regulação de tensão face ao utilizado durante os restantes períodos do dia.

É de levar em atenção, que o maior número de manobras efectuado pelos reguladores de tensão, devido à maior diversidade de condições de exploração, implica um maior número de acções de manutenção e diminuição do seu período de vida útil.

Em [12] nota-se a preocupação com este problema, sendo referida a necessidade da análise da rede nas seguintes condições:

> *a) antes da ligação do produtor independente e nas condições mais desfavoráveis de carga;*
> *b) depois da ligação do produtor independente, fornecendo o gerador cerca de 1/10 da sua potência estipulada;*
> *c) idem, 10/10 da sua potência estipulada*
>
> *No caso de se usarem geradores assíncronos (....) os estados descritos em a) e c) devem ser ainda analisados com e sem compensação ligada.*

Normalmente estes estudos são pesados e demorados, caso não se possua meios de cálculo automático que permitam proceder com facilidade a este tipo de análises.

As soluções a adoptar nestes casos reflectem diversos tipos de intervenções, seja sobre a metodologia de regulação de tensão, seja sobre o tipo de ligação do ramal com produção independente à subestação AT/MT, seja, ainda, sobre o respectivo ramal de MT.

No caso de transformadores AT/MT estarem dotados de regulação em "*compound*", se se verificar que a presença de unidades de produção independente, num ou mais ramais da subestação, se traduz por descidas excessivas da tensão no barramento de MT, relativamente à situação em que aquelas unidades não estão em serviço, deverá adoptar-se uma das seguintes soluções:

- no caso de existência de um só ramal com produção independente, fazer "*compoundagem*" com base na soma das intensidades de corrente dos restantes ramais;
- no caso de existirem vários ramais com produção independente, fazer " *compoundagem*" com base na intensidade de corrente de um só ramal representativo da carga da subestação sem existência de produção local.

Como já foi referido, em certos casos, nomeadamente nos períodos de vazio, poderá ocorrer a inversão do sentido do trânsito de potências, sendo neste caso fornecida potência ao barramento de MT da subestação. Esta situação pode conduzir a níveis de tensão elevados no ponto de interligação, mesmo se as correcções de "*compoundagem*" referidas sejam efectuadas. Nestes casos poderá ser necessário adoptar-se uma das seguintes soluções:

- utilizar um transformador AT/MT separado, apenas com regulação convencional, que interliga à rede de AT os ramais de MT onde existe produção independente e só efectuar a "*compoundagem*" nos restantes transformadores onde ficam ligados os ramais sem produção;

- ligar o ramal com produção independente ao barramento de AT da subestação.

3.2.2 POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO

Os condicionalismos impostos pela legislação em vigor, bem como diversas considerações de natureza técnico-económica, conduzem a que a generalidade das instalações de produção independente, com potências aparentes instaladas inferiores a 10 MVA, venham a ser ligadas às redes públicas de distribuição em MT (15 ou 30 kV). Além disso, estas ligações serão efectuadas em zonas rurais ou sub-urbanas, onde aquelas redes são constituídas por linhas aéreas de condutores nús.

Essas redes de MT são exploradas com uma topologia de tipo radial, muito embora possam ser reconfiguradas de forma a ser possível a sua exploração do tipo emalhada. Assim, os níveis de potência de curto-circuito vão diminuindo ao longo da rede à medida que aumenta a distância à subestação de alimentação AT/MT. Por outro lado a corrente de curto-circuito flui para o local do defeito apenas a partir da subestação, dado admitir-se como passiva a restante rede.

Quando se inclui instalações de produção independente numa rede de MT, directamente ou através de um ramal de interligação, vem alterar o cenário anteriormente descrito relativo a potências de curto-circuito. Com efeito, as correntes de curto-circuito fluirão para o defeito, quer vindas da subestação, quer vindas da instalação de produção independente, alterando em determinados ramos da rede o sentido da corrente relativo à sua

exploração radial. Note-se que haverá um aumento da potência de curto-circuito que será mais acentuada no ponto de interligação à rede receptora e nos nós vizinhos.

Em termos legais [13] refere no ponto 3 do artigo 11º que:

"A potência aparente do sistema de produção não pode exceder 5% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, como forma de evitar excessivas perturbações de tensão na rede, ..."

Este facto, ou restrição impõe dificuldades na selecção dos pontos de interligação nas redes de MT.

Os factos citados levam a que deva ser estudado o impacto da ligação das unidades de produção independente à rede publica de distribuição, relativo à análise de curto-circuitos e coordenação de actuação das protecções da rede e da interligação.

O impacto da eventual ligação das unidades de produção independente até 10 MVA às redes de AT (60 kV), ainda de exploração radial, ou de MAT (60 kV < U_n < 380 kV) com estrutura emalhada, no que se refere à análise de curto-circuitos é de importância reduzida face aos elevados níveis de potência de curto-circuitos daquelas redes.

A legislação em vigor determina que a entidade que explora a rede receptora cabe fornecer os valores da potência de curto-circuito máxima e mínima no ponto de interligação. O valor da potência de curto-circuito máxima corresponderá ao maior valor da tensão pré-defeito no ponto de interligação e ao valor mínimo da impedância equivalente vista daquele

ponto. Ao valor mínimo daquela potência correspondem os valores mínimo e máximo daquela tensão e impedância, respectivamente.

É de salientar que [13], no seu artigo 11°, ponto 7 denota preocupação na avaliação do impacto do aumento da potência de curto-circuito sobre o equipamento da rede receptora, tendo em vista a verificação das características deste equipamento no que respeita à sua compatibilidade com o aumento da potência de curto-circuito.

Na alínea b) do artigo 9° de [13], refere-se como requisito técnico e de segurança a satisfazer na ligação à rede de instalações de produção independente, o de "*evitar que a interligação com o produtor resulte diminuição da qualidade do serviço fornecido aos consumidores da rede publica*".

De facto, a ocorrência de curto-circuitos em determinados locais da rede de MT alimentada a partir de uma subestação, conduz à necessidade de coordenação de actuação das protecções da rede receptora e da interligação com a unidade de produção independente, tendo em vista garantir a selectividade.

A coordenação das protecções visando a actuação selectiva, poderá ser obtida por regulação dos tempos de actuação e, ou, do valor da grandeza actuante e, também, pelas características de direccionalidade da protecção.

A legislação determina que as instalações de produção independente sejam desligadas da rede, por disparo do disjuntor da interligação, sempre que falte a tensão na rede receptora, quer em consequência de um defeito nesta

rede, quer por efeito de uma manobra voluntária. Tal facto elimina a necessidade de consideração de outros casos em que eventualmente seria colocado o problema de coordenação das protecções da rede e da interligação.

3.2.3 REGIMES TRANSITÓRIOS

A interligação à rede de um gerador síncrono ou assíncrono pode provocar o aparecimento de uma corrente de ligação elevada que irá, por um lado solicitar adicionalmente os aparelhos de corte, podendo também provocar danos nos enrolamentos dos geradores e, por outro, originar quedas de tensão transitórias na rede que serão sentidas por todos os utilizadores.

As quedas de tensão transitórias têm, no entanto, origens distintas, consoante o tipo de máquina a interligar na rede.

3.2.3.1 LIGAÇÃO DE ALTERNADORES

No caso dos alternadores as quedas de tensão podem resultar de correntes de sincronização elevadas devidas a:

- grandes diferenças entre o valor da tensão da rede no ponto de interligação e o valor da f.e.m. do alternador em vazio;
- grande desvio entre as frequências da rede e do alternador, eventualmente combinado com grande desvio de fases entre a tensão da rede e a f.e.m. do alternador.

No entanto, [13] no seu artigo 16º ponto 1 estabelece as condições técnicas especiais para ligação à rede dos alternadores,

Grandezas	Potência do Gerador	
	até 500 kVA	> do que 500 kVA
Tensão (tensão da rede publica = 1 p.u.)	0,9 a 1,1 p.u.	0,92 a 1,08 p.u.
Desvio da frequência	± 0,3 Hz	± 0,2 Hz
Fase em relação à tensão da rede	± 20º	± 10º

Tabela 3.1 - ***Condições técnicas de ligação de alternadores*** *(Dec.-Lei 189/88 de 27 de Maio)*

Satisfeitas essas condições, serão praticamente eliminados os problemas de oscilação de tensão daí decorrentes.

Relativamente a este problema a legislação portuguesa optou por uma postura cautelosa. Em França existem restrições semelhantes que podem ser observadas na tabela seguinte:

Grandezas	Potência do Gerador	
	até 1000 kVA	Maior que 1000 kVA
Tensão (tensão da rede publica = 1 p.u.)	0,9 a 1,1 p.u.	0,9 a 1,1 p.u.
Desvio da frequência	± 0,2 Hz	± 0,1 Hz
Fase em relação à tensão da rede	± 20º	± 10º

Tabela 3.2 - ***Condições técnicas de ligação de alternadores utilizadas na França***

3.2.3.2 LIGAÇÃO DE GERADORES ASSÍNCRONOS

No caso da ligação de geradores assíncronos à rede, a situação é semelhante à da ligação de um transformador com o secundário em curto-circuito. Desta forma, é inevitável o aparecimento de uma queda de tensão transitória na rede.

Assim, se for desprezada a corrente magnetizante, a corrente de ligação apresentará duas componentes, uma componente permanente e outra componente aperiódica que poderá ser nula, e não se faz sentir em uma das fases, nomeadamente na situação em que no momento da ligação a tensão da rede passa pelo seu valor máximo. Assim a situação mais desfavorável ocorre na fase onde no momento da ligação a tensão da rede se anula. A componente aperiódica atenua-se muito rapidamente devido à constante de tempo (X/R) ser muito pequena.

Por forma a reduzir este fenómeno transitório de ligação do gerador assíncrono, procura-se que a ligação à rede seja feita após embalamento da máquina até valores próximos da velocidade de sincronismo.

A sequência de operações geralmente adoptada para o arranque e ligação de geradores assíncronos, é a seguinte:

1° Arranque da máquina em vazio, até próximo da velocidade síncrona, (90% da velocidade nominal no caso da potência do gerador não exceder 500 kVA, e 95% da velocidade nominal para potências superiores a 500 kVA - indicações do artigo 15° de [13]);

2º Ligação da máquina à rede;

3º Ligação das baterias de condensadores associadas em paralelo com cada unidade geradora, se existirem.

O aparecimento destas correntes de ligação com valores relativamente elevados provoca, tal como nos alternadores, a ocorrência de quedas de tensão transitórias na rede do distribuidor público que, como é óbvio, interessa limitar no tempo e na amplitude.

A amplitude da perturbação introduzida pela ligação do gerador assíncrono na rede depende de três factores:

a) o momento em que a manobra ocorre;

b) a velocidade rotórica nesse instante;

c) potência de curto-circuito a montante do ponto de interligação

Legalmente está estipulado em [13] no seu artigo 15º ponto 1 que:

"A queda transitória da tensão da rede publica devida à ligação de geradores assíncronos não será superior a:
a) 5% no caso de centrais hidroeléctricas ou termoeléctricas;
b) 2% no caso de aerogeradores"

A título informativo, refira-se que em França a queda de tensão transitória máxima admitida é de 6%.

3.2.3.3 SAÍDA DE SERVIÇO DE GERADORES ASSÍNCRONOS

A saída de serviço dos alternadores da rede não coloca problemas especiais devido a possuírem sistemas de regulação de velocidade e tensão. No entanto, o mesmo não se pode afirmar relativamente aos geradores assíncronos.

Os geradores assíncronos podem em certas situações ser uma fonte de problemas para a rede, nomeadamente quando é desligado da rede, por exemplo, por disparo do disjuntor de interligação. Nessa situação poder-se-á verificar um funcionamento em auto-excitação, se se mantiver ligada a bateria de condensadores, o gerador fica a funcionar em vazio, e haverá aumento de velocidade por ausência de binário resistente (embalamento), com o consequente aumento de frequência.

O funcionamento em regime de auto-excitação pode levar à ocorrência dos seguintes problemas:

- diminuição da segurança individual do pessoal de manutenção da rede, dado permitir poder haver sectores da rede em tensão, apesar de se encontrarem abertos os aparelhos de corte situados a montante;
- aparecimento de sobre-intensidades no momento da interligação à rede publica, devido a diferenças de fase e módulo das tensões da rede e do gerador assíncrono.

Como forma de eliminar os riscos de auto-excitação dos geradores, a sequência de manobras a efectuar para desligar da rede um gerador assíncrono passa por desligar as baterias de condensadores locais e abrir seguidamente o disjuntor de ligação à rede.

Esta preocupação é traduzida no ponto 5 do artigo 15º de [13] onde se escreve:

"*Para evitar a auto-excitação dos geradores assíncronos quando faltar tensão da rede publica, serão instalados dispositivos que, nesse caso, desliguem automaticamente os condensadores*"

Neste caso, as implicações para a rede resumem-se a um ligeiro abaixamento de tensão durante um período de tempo muito curto, associado ao facto de a bateria de condensadores ser ligada antes da manobra de desligação da rede.

3.2.3.4 PROBLEMAS DE ESTABILIDADE

As análises de estabilidade são realizadas por forma a verificar o comportamento dinâmico das unidades de produção independente na sequência de perturbações que venham a ocorrer na rede.

Essas perturbações podem ser pequenas variações dos níveis de carga ou de binário motor, ou incidentes que obriguem à actuação automática dos sistemas de protecção, provocando oscilações que é necessário analisar.

Normalmente, as redes de MT são, em geral, dotadas de sistemas de reengate automático rápido, com tempos de actuação típicos da ordem dos 0,3 segundos.

No que respeita a este assunto a legislação refere no seu artigo 14º [13] que:

"*Se os sistemas de produção estiverem ligados a redes públicas em que se pratique o reengate automático, serão equipados com meios de desligação coordenados com os equipamentos de reengate da rede publica.*

Os sistemas de produção deverão ser equipados com protecções que os desliguem automaticamente da rede quando esta é desligada da rede primária, de modo a serem efectuadas com segurança operações de inspecção, manutenção e reparação."

A postura da legislação portuguesa relativamente a esta questão é nitidamente de grande cautela dado optar pela desligação da rede da instalação de produção independente.

Segundo [14] duas hipóteses poderiam ser colocadas alternativamente à legislação:

1ª Dotar o disjuntor de interligação da instalação de produção independente com capacidade para realizar o reengate automático. Este reengate deveria ser coordenado com a rede receptora.

2ª Admitir que a instalação de produção independente se poderia manter ligada durante o intervalo de tempo entre o disparo e o reengate na rede, partindo do princípio que a maioria dos defeitos que ocorrem na rede publica se auto-extinguem.

Em ambas as hipóteses seria, contudo, necessário dotar as instalações de produção independente de protecções que garantissem que no momento do reengate as condições de ligação dos geradores, continuariam a ser respeitadas.

Na 1ª hipótese deveria ser assegurado que o sistema de religação automático à rede receptora desligaria os geradores independentes de forma permanente no caso de ocorrer um disparo logo após a primeira tentativa de reengate.

No caso da 2ª hipótese, exige-se que a instalação do produtor independente possua relés de máximo de frequência devidamente regulados.

3.2.3.5 PROTECÇÕES

As protecções a adoptar no nosso país para garantir a protecção de interligação da instalação de produção independente à rede publica deverão ser as mencionadas em [12].

Contudo, em outros países são adoptadas outras filosofias e regulações para as protecções atendendo à possibilidade de exploração sob outras condições, como seja, continuação em funcionamento interligado da instalação de produção independente após defeito fugitivo seguido de reengate.

No caso da protecção de máximo de intensidade, deve ser regulada de forma a garantir que esta não actua aquando do aparecimento da corrente

de pico que aparece no momento da ligação dos geradores assíncronos à rede.

3.2.3.6 HARMÓNICOS

A presença de pequenas unidades de produção independente interligadas na rede de distribuição vai aumentar o conteúdo harmónico da corrente.

No caso dos geradores serem alternadores accionados por turbinas hidráulicas ou a vapor, a injecção de harmónicos na rede será semelhante à que é introduzida pelos grandes alternadores pelo que não haverá que temer pela presença destas unidades na rede.

Relativamente os geradores de indução, a poluição harmónica é idêntica à provocada pelos motores de indução, provocando, portanto, uma injecção moderada de harmónicos impares.

Quando os geradores assíncronos possuem interruptores estáticos ou sistemas estáticos de controlo de potência reactiva há lugar a uma maior injecção de harmónicos na rede.

Outros problemas que podem ocorrer são fenómenos de ressonância entre a indutância equivalente do conjunto rede/gerador do produtor independente e as baterias de condensadores para compensação local, devidos à presença de poluição harmónica.

Nestes casos deve ser analisada a possibilidade de se projectar e instalar filtros para eliminar os harmónicos perigosos.

CAPÍTULO 4

CÁLCULO DE REGIMES TRANSITÓRIOS EM SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA

4. CÁLCULO DE REGIMES TRANSITÓRIOS EM SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA

4.1 INTRODUÇÃO

O estudo dos regimes transitórios que se podem verificar nos Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) adquiriu um grande desenvolvimento a partir de finais da década de trinta, início de quarenta, altura em que o projecto e a exploração das redes eléctricas de transporte e distribuição de energia dos diferentes países industrializados o começou a justificar pela sua complexidade crescente.

Pode dizer-se que nessa altura eram já conhecidas todas as equações que regem o funcionamento dum SEE; no entanto, a impossibilidade de as manipular convenientemente por falta de meios de cálculo adequados levou os especialistas a dar mais atenção à utilização de modelos em escala reduzida. Nasceram assim os "*analisadores de redes*" nas versões c.a. e c.c. e ainda as "*microredes*", modelos orientados para o estudo do regime permanente e para o estudo dos problemas de estabilidade relativamente aos quais os especialistas de SEE estavam mais sensibilizados na altura. A utilização das "*microredes*" pretendia em particular obter essencialmente uma boa representação das diferentes máquinas e cargas presentes na rede e as suas possibilidades a nível dos regimes transitórios em SEE restringiam-se ao estudo das perturbações envolvendo frequências próximas dos 50 Hz (regimes transitórios lentos).

Todavia, os analisadores de redes e os analisadores de transitórios prestaram serviços muito valiosos, citando-se, a título de exemplo, os que foram durante várias décadas utilizados (alguns ainda o são actualmente) na Europa Ocidental, nomeadamente em Inglaterra (*AEI/UMIST*), em França (*EDF*), em Itália (*CESI*) e em Portugal (*CNE/CPE*).

Cerca de uma dezena de anos mais tarde, sobretudo em plena década de cinquenta, começou a fazer-se sentir a necessidade de dispor de modelos capazes de representar os SEE em estudo no caso de perturbações transitórias de frequências mais elevadas, da ordem dos kHz e, em particular, capazes de traduzir a distribuição das características eléctricas das redes de energia reais e de entrar em linha de conta com o fenómeno da propagação das ondas transitórias.

Pode dizer-se que, na base desta necessidade, estava fundamentalmente o problema do estudo das tensões transitórias de restabelecimento (*TTR*) que apareciam nos terminais dos disjuntores, quando da sua actuação na eliminação de defeitos.

Nasceu assim um novo modelo analógico, o analisador de transitórios em redes de energia eléctrica, conhecido pelas iniciais *TNA* (*Transient Network Analyser*).

A partir da década de sessenta verificou-se um progressivo desenvolvimento dos meios de cálculo automático, o que possibilitou o aparecimento de modelos de simulação numérica (modelos digitais) os quais hoje em dia se apresentam extremamente desenvolvidos e divulgados. Mais do que concorrentes directos dos modelos analógicos, os

modelos digitais surgiram como complemento daqueles e a utilização simultânea dos dois tipos de modelos tem sido extremamente frutuosa. Aliás, poderíamos dizer que sem a experiência adquirida ao longo de vários anos com os modelos analógicos não teria sido possível o aperfeiçoamento e o desenvolvimento da grande generalidade dos modelos digitais existentes.

Os progressos fabulosos realizados a nível das possibilidades de cálculo e de capacidade de memória dos computadores digitais permitiram, entretanto, o desenvolvimento de programas de cálculo extremamente completos e a simulação numérica em tempo real.

Pode afirmar-se que os finais da década de sessenta e da década de setenta ficaram marcados por uma autêntica revolução a nível dos métodos e técnicas de resolução dos problemas inerentes aos SEE.

Programas computacionais destinados à resolução de problemas específicos na área referida foram concebidos por diversas companhias ligadas à produção e transporte de energia eléctrica ou por equipas de investigadores exteriores a essas companhias e a respectiva exploração constituiu um êxito. Os programas de cálculo numérico, exaustivamente elaborados, passaram a fornecer em poucos minutos o que até então era dificilmente conseguido por via analógica, ou por recurso a cálculos e manipulações quase infindáveis.

Inicialmente os primeiros programas adoptaram métodos simplificados, dada a relativa falta de capacidade de memória e reduzida velocidade de cálculo dos computadores iniciais. Com a progressiva melhoria verificada

nas possibilidades dos computadores começou a ser possível a elaboração de programas de cálculo mais completos que podiam, entre outras coisas, levar em linha de conta com exactidão a influência da frequência sobre as características eléctricas das linhas e, em particular, sobre as características de propagação [17].

No domínio dos programas de cálculo de transitórios electromagnéticos em SEE convém referir a tentativa, bem conseguida aliás, de reunir num único instrumento de cálculo todo um conjunto de meios para resolução dos diversos problemas que se põem à exploração de um SEE complexo, e que conduziu ao aparecimento do programa designado por *EMTP*.

4.2 O PROGRAMA EMTP

4.2.1 HISTÓRICO

O programa *EMTP* (*Electromagnetic Transients Program*) foi inicialmente desenvolvido por *Herman W. Dommel*, e sua equipa, no inicio da década de sessenta com base no trabalho de *Frey* e *Althammern* (*Brown Boveri, Switzerland*). O programa inicial só permitia a modelização de circuitos monofásicos através de modelos de indutâncias, resistências, capacidades e linhas sem perdas. Os elementos concentrados utilizavam a regra da integração trapezoidal e as linhas de transmissão, o método de *Bergeron*.

O desenvolvimento deste programa foi realizado sob o regime de domínio público pertencente à *BPA* (*Bonneville Power Administration - USA*), em virtude da Lei existente nos Estados Unidos, que é conhecida como *FOIA-*

The Freedom of Information Act, através da qual é permitido o livre acesso às informações e produtos originários das empresas do governo.

Dommel trabalhou na *BPA* em vários períodos entre 1964 a 1973 no desenvolvimento de vários modelos, que foram incorporados ao programa com a ajuda de diversos colaboradores.

A partir de 1973 *Dommel* foi para a Universidade de British Columbia (*UBC*) ficando *Scott Meyer* como coordenador do desenvolvimento do programa na *BPA*.

A coordenação da *BPA*, através de *Scott Meyer*, estabeleceu um processo de desenvolvimento articulado com os utilizadores do *EMTP*.

Um dos elementos mais importantes para o desenvolvimento do *EMTP* foi o estabelecimento de uma matriz do programa, a partir da qual são executadas as translações para os computadores de maior utilização, na altura, tais como: *IBM*, *CDC*, *CRAY*, *PRIME*, *SEL*, *VAX*, *UNIVAC*, *HONEYWEL*, etc.

Actualmente existem grupos de utilizadores do *EMTP* na Europa, Índia, Japão, Austrália, e América-Latina.

Em 1984, o *Electric Power Research Institute* (*EPRI*) decidiu investir no programa *EMTP*, com base numa pesquisa realizada entre os utilizadores norte-americanos do programa. Foi criado o grupo de desenvolvimento do *EMTP* (*DCG-Development Coordination Group*), com a participação de *BPA*, *Bureau of Reclamation*, *Western Area Power Administration*,

Ontário Hydro, *Hydro Quebec*, *Canadian Electrical Association* e *Asea*, com a finalidade de melhorar os modelos existentes, criar novos modelos e melhorar a documentação actual.

Divergências entre *Scott Meyer* e *EPRI* levaram à criação de uma nova versão do *EMTP* (baseada na versão M39), a qual foi enviada para a Bélgica, onde foi instalado o *LEC* (*Leuven EMTP Center*). Esta nova versão é denominada *ATP* (*Alternative Transients Program*) mas, na realidade, é apenas uma continuação das versões anteriores do programa *EMTP*.

O *LEC* centralizou a distribuição do programa a nível mundial até ao final de 1992 quando, então, a *BPA* e *Scott Meyer* decidiram novamente exercer a coordenação do programa.

O programa tem sofrido significativos desenvolvimentos realizados por grupos de investigadores de todo o mundo, quer ligados a universidades quer ligados a empresas de produção e transporte de energia.

4.2.2 INFORMAÇÕES GERAIS

O *ATP*, contrariamente ao *EMTP* não é do domínio público. Este facto será, sem dúvida, o motivo da sua aceitação a nível mundial bem como a filosofia que sempre norteou o seu desenvolvimento, que foi de manter o acesso ao programa livre de custos a qualquer parte interessada e a sua compatibilidade com os computadores actuais.

O acesso ao *ATP* e à sua documentação somente é permitido aqueles que assinarem o termo de compromisso (*nondisclosure agreement*), no qual se assume a concordância com as condições de uso do programa. Não há nenhuma restrição quanto ao tipo de utilizador interessado no programa, podendo ser empresas do ramo da energia eléctrica, consultoria, universidades, centros de pesquisa, fabricantes ou utilizadores individuais.

A documentação do *ATP* consiste basicamente de um manual (*ATP Rule Book*), onde estão todas as informações sobre os modelos disponíveis. O *LEC* edita o *EMTP News*, onde são apresentados artigos de interesse dos utilizadores do programa. Devido à abrangência do *ATP* e a sua utilização a nível internacional, existe uma grande quantidade de literatura sobre a sua utilização em artigos publicados na *CIGRÉ* no *IEEE*, no *SNPTEE*, etc..

O *ATP* é um programa digital para simulação de fenómenos transitórios em redes eléctricas, dispõe de versões específicas para diversos tipos de computadores e sistemas operacionais, como por exemplo, *IBM*, *VAX*, *APOLLO*, *PCXT/AT*, *PC386* e *SUN*, sendo apropriado a micro-computadores e computadores de grande porte. Considerado como padrão entre os seus similares, com todos os recursos existentes nos modernos simuladores analógicos e com custos de implantação irrisórios quando comparado com os custos daqueles simuladores. É uma ferramenta essencial para a realização de estudos de engenharia de sistemas, estudos de sobretensões, estudos de análise de contingências, estudos para análise de falhas em equipamentos e estudos para estabelecimento de medidas correctivas, entre outros.

O programa *ATP* permite a simulação de redes polifásicas, com configurações arbitrárias, com formulação matemática baseada no método de *Bergeron* para elementos com parâmetros distribuídos e na regra da integração trapezoidal para parâmetros concentrados. São utilizadas técnicas de esparcidade e de factorização triangular optimizada na manipulação de matrizes. Como um programa digital não permite obter uma solução contínua no tempo, são calculados valores a intervalos de tempo discretos.

O *ATP* permite a representação de não-linearidades, elementos com parâmetros concentrados, elementos com parâmetros distribuídos, transformadores, reactâncias, capacidades, resistências, etc.. A documentação do programa consiste basicamente de um manual (*ATP Rule Book* [11]) onde estão todas as informações sobre os modelos disponíveis.

O programa *ATP* compreende o programa principal e várias rotinas e/ou programas auxiliares, tais como *LINE CONSTANTS*, programa para cálculo de parâmetros de linhas de transmissão, *CABLE CONSTANTS*, programa para cálculo de parâmetros de cabos subterrâneos, *MODELS*, ferramenta para simulação de algoritmos genéricos, *TACS*, análise transitória de sistemas de controlo, *TPPLOT* e *PCPLOT*, rotinas para análise gráfica de resultados e *ATPDRAW*, editor gráfico e gestor de uso geral.

De uma forma genérica poderemos dizer que o *ATP* é uma ferramenta poderosa com um domínio bastante abrangente. Este facto encontra-se relacionado, sem dúvida, com a diversidade de modelos de componentes

do SEE que integra, permitindo a simulação de situações próximas da realidade. Dos estudos possíveis, entre outros, saliento os seguintes:

- sobretensões de manobra;
- sobretensões provocadas por descargas atmosféricas;
- sobretensões temporárias;
- sobretensões na sequência do aparecimento e eliminação de defeitos;
- tensões transitórias de restabelecimento;
- sobretensões internas em reactâncias de neutro;
- comportamento de terras;
- comportamento de linhas de alta tensão de corrente contínua;
- análise da propagação de harmónicos;
- ferroressonância, ressonância paralelo;
- compensação de potência reactiva;
- protecção de condensadores série;
- coordenação de isolamentos;
- transposição de fases;
- actuação de sistemas de controlo;
- propagação de ondas a diferentes frequências nas linhas eléctricas
- fontes alternativas de energia;
- esforços torcionais nas chumaceiras de máquinas.

Pela listagem anterior pode ver-se a larga gama de possibilidades do programa *EMTP*, que se estende desde a corrente contínua até às muito altas frequências (descargas atmosféricas), permitindo a realização dum grande número de estudos indispensáveis à concepção e à exploração dos actuais Sistemas Eléctricos de Energia.

4.2.3 PRINCIPAIS TIPOS DE ELEMENTOS DISPONÍVEIS NO EMTP/ATP

Sem procurar ser exaustivo, indicam-se a seguir os principais tipos de elementos disponíveis no programa [17]:

- elementos lineares de parâmetros concentrados tipo R, L, C;
- células em Π, constituídas por elementos R, L, C;
- linhas ou cabos polifásicos: vários modelos são disponíveis desde um extremamente simples (linha ideal com simples introdução de atraso) até modelos bastante elaborados que levam em linha de conta a variação dos parâmetros com a frequência (convulção recursiva, método de Semlyen, método de Ametani e método de Marti);
- elementos não lineares: resistências não lineares, descarregadores de sobretensões e indutâncias saturáveis com histerese;
- transformadores polifásicos com possibilidade de inclusão da saturação do núcleo;
- interruptores de tipo diverso, disjuntores determinísticos e pseudo-aleatórios, explosores, díodos, tiristores, etc.;
- fontes de tensão e de corrente;
- máquina síncrona: modelo que permite estudar o comportamento eléctrico duma máquina síncrona mas que comporta uma representação mecânica do veio para o estudo das solicitações de torsão, por exemplo, é ainda possível representar as diferentes regulações e controles da máquina com o subprograma *TACS*;

- máquina universal: trata-se de um modelo que permite a representação de qualquer tipo de máquina rotativa síncrona, assíncrona ou de corrente contínua, apresentando as mesmas possibilidades que o modelo de máquina síncrona atrás referida;
- automatismos: o subprograma *TACS* já referido permite a simulação dos elementos de controlo e de comando associados à rede eléctrica a partir das suas funções de transferência (regulação de uma máquina, sistema de escorvamento de tiristores, etc.); por outro lado, atendendo à sua versatilidade a às suas possibilidades de interacção com os diversos elementos da rede, este subprograma *TACS* permite igualmente a simulação de elementos complexos cujos modelos não existem no programa (caso do arco num disjuntor, por exemplo).

O conjunto de elementos atrás mencionados fornece a possibilidade de representação da grande maioria dos elementos de rede necessários a toda a gama de estudos sobre fenómenos transitórios.

4.2.4 RESULTADOS DISPONÍVEIS NO EMTP/ATP

O programa permite o estudo de um circuito eléctrico complexo constituído por vários ramos ligados em diferentes nós. As variáveis calculadas pelo programa podem ser muito diversas, desde tensões nos nós e as correntes e energias dissipadas nos ramos até variáveis especificas, eléctricas ou mecânicas.

O número de nós e ramos a considerar no circuito a estudar, bem como o número de elementos específicos de diversos tipos têm apenas como limite a capacidade de memória do computador [17].

Os estudos estatísticos de transitórios têm os resultados apresentados sob a forma de distribuições, sendo fornecidos os valores médios e desvios padrão e histogramas das grandezas especificadas.

É possível a obtenção da solução em regime permanente, sendo impressas todas as tensões nos barramentos, fluxos de potência e correntes nos ramos da rede em estudo.

A utilização de elementos da *TACS* e da *MODELS* permitem uma grande quantidade de alternativas para a medição de grandezas não fornecidas directamente pelo programa ou mesmo para o pós-processamento das grandezas calculadas pelo *ATP*.

4.2.5 ESTRUTURA GERAL DO PROGRAMA (ENTRADA DE DADOS)

Basicamente existem cartões, ou conjuntos, obrigatórios de cartões, ou conjuntos, opcionais, bem como cartões complementares cuja definição depende de informações contidas em cartões anteriores. Uma característica marcante dos cartões obrigatórios é a necessidade de um cartão em branco no fim destes cartões, mesmo que não existam elementos pertencentes a este conjunto.

De um modo geral, as informações necessárias para o processamento de casos no *ATP* envolvem o fornecimento de cartões de informações gerais (passo de integração, tempo máximo de simulação, frequência de saída de dados, etc.), cartões para ramos lineares e não lineares (reactâncias, capacidades, resistências, interruptores, transformadores, pára-raios, etc.), cartões para interruptores, cartões para fontes, cartões para definição das tensões nos barramentos (saída de resultados) e cartões para saída de gráficos.

4.2.6 PROBLEMAS PARA O UTILIZADOR DO EMTP/ATP

O programa *ATP*, devido à extensa gama de fenómenos aos quais se aplica e dada as suas características muito particulares (programa distribuído livremente a qualquer utilizador e desenvolvido por muitos colaboradores), não tem uma documentação que possa ser considerada satisfatória, principalmente para o utilizador inexperiente. O manual do programa é muito extenso, contém informações sobre vários aspectos do *ATP*, e, por estes motivos, há uma dificuldade muito grande na sua consulta.

Outros aspectos que aumentam o grau de dificuldade para os iniciantes é a grande quantidade de modelos para o mesmo componente e a existência de vários programas agrupados no mesmo código.

Para contribuir para estas dificuldades está também o facto do *interface* entre o programa e o utilizador não ser nada amigável.

Além disso, não podemos esquecer algumas dificuldades de exploração de ordem informática e relativas ao problema das entradas e saídas. Efectivamente, o elevado número de módulos elementares do programa impõe uma organização de dados bastante complexa, geradora de numerosos erros. O programa possui um detector de erros bastante eficaz e claro mas que obriga a várias execuções do mesmo para a detecção de erros sucessivos.

Dada a importância do tipo de modelos utilizados nos cálculos, dedicar-lhe-emos especificamente um capítulo da tese.

CAPÍTULO 5

MODELOS ELÉCTRICOS DOS COMPONENTES DO SISTEMA ELÉCTRICO DE ENERGIA

5. - MODELOS ELÉCTRICOS DOS COMPONENTES DO SEE

5.1 - MODELO DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

5.1.1 - INTRODUÇÃO

O transformador é uma máquina estática cujo funcionamento é baseado nos efeitos da indução magnética, destinada a transformar uma corrente alternada primária numa outra corrente secundária, com a mesma frequência, tendo no caso geral outras características, nomeadamente tensão e intensidade, diferentes.

Na sua forma mais simples, um transformador (figura 5.1), é constituído por um circuito magnético, formado por um empilhamento de chapas de material ferromagnético, sobre o qual estão aplicadas duas bobinas $\mathbf{B_1}$ e $\mathbf{B_2}$. Se ligarmos a bobina $\mathbf{B_1}$ aos terminais de um gerador de corrente alternada **G** e fecharmos o circuito da bobina $\mathbf{B_2}$ sobre uma impedância **Z**, a bobina $\mathbf{B_1}$ actua como uma indutância que, ao ser atravessada pela corrente proveniente do gerador **G** produz um fluxo alternado que circula pelo circuito magnético, induzindo uma força electromotriz na bobina $\mathbf{B_2}$, com a mesma frequência da tensão aplicada à bobina $\mathbf{B_1}$; como consequência, pelo circuito eléctrico constituído por $\mathbf{B_2}$ e **Z**, passa uma corrente. Desta forma, por indução mútua, ou seja por intermédio de um fluxo magnético uma potência alternada passa de um circuito eléctrico para outro circuito eléctrico, separado do primeiro. Como, somente um fluxo variável pode produzir uma força electromotriz induzida e o transformador não tem

partes móveis, deduz-se facilmente que o transformador somente pode funcionar com corrente alternada.

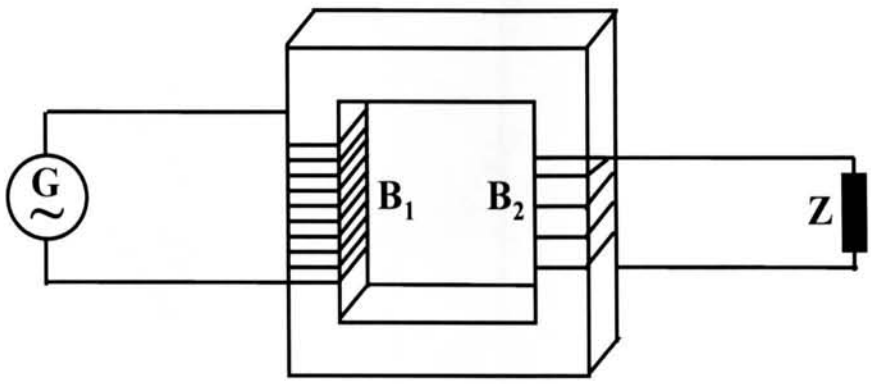


Figura 5.1 - ***Circuito equivalente de um transformador monofásico***

Esta máquina consegue transferir, com alto rendimento, a energia eléctrica de um circuito, para outro a que não está electricamente ligado. Nessa transferência são alterados os valores eficazes da tensão/intensidade de corrente para os valores desejados a uma determinada aplicação, daí o nome de transformador.

O acoplamento entre os dois circuitos é do tipo magnético, havendo um fluxo que os influencia simultaneamente. Para que a corrente de um deles produza f.e.m. induzidas, no outro, é condição necessária que o fluxo por ela criado seja variável no tempo, já que aqui, sem haver movimento, não se pode efectuar a indução como acontece nos dínamos ou nos alternadores.

No caso do transporte de energia a grandes distâncias, são utilizados transformadores elevadores, cuja função é elevar o valor eficaz da tensão e baixar o valor eficaz da intensidade de corrente garantindo, desta forma,

uma redução nas perdas por efeito de *Joule* logo mais economia. Uma vez chegado aos centros consumidores efectua-se a operação inversa, ou seja, reduz-se o valor eficaz da tensão adaptando-o, com recurso a transformadores ditos abaixadores, aos vários escalões de consumo utilizados.

5.1.2 - TRATAMENTO MATEMÁTICO. EQUAÇÕES FUNDAMENTAIS

5.1.2.1 - TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

O funcionamento do transformador monofásico é baseado no principio em que a energia eléctrica pode ser transportada eficazmente por indução magnética entre duas bobinas, por meio de um fluxo magnético variável, sempre que as bobinas estejam no mesmo circuito magnético.

A combinação dos enrolamentos primário, secundário e do núcleo, que formam a parte activa do transformador, representam, por assim dizer, a ligação de dois elementos dum sistema electromagnético, onde os enrolamentos constituem um dos elementos e o núcleo constitui o outro elemento.

Nos transformadores monofásicos, no que respeita ao seu circuito magnético, podemos encontrar núcleo de colunas (*core type*) ou núcleo couraçado (*shell type*). Quanto à disposição das bobinas, os de núcleo colunas usam bobinas concêntricas e os de núcleo couraçado usam bobinas alternadas.

O funcionamento de um transformador monofásico pode ser traduzido pelas seguintes equações:

$$\underline{V}_1 = -\underline{E}_1 + \underline{Z}_1.\underline{I}_1 \tag{5.1}$$

$$\underline{E}_2 = \underline{V}_2 + \underline{Z}_2.\underline{I}_2 \tag{5.2}$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_0 + \underline{I}'_1 \tag{5.3}$$

$$\frac{\underline{E}_1}{\underline{E}_2} = \frac{N_1}{N_2} \tag{5.4}$$

$$\underline{I}'_1 = -\frac{N_2}{N_1}.\underline{I}_2 \tag{5.5}$$

$$\underline{E}_1 = -j.\omega.N_1.\frac{\underline{\phi}_M}{\sqrt{2}} \tag{5.6}$$

$$\underline{E}_2 = -j.\omega.N_2.\frac{\underline{\phi}_M}{\sqrt{2}} \tag{5.7}$$

em que,

$\underline{V}_1$ - tensão aplicada ao enrolamento primário;

$\underline{V}_2$ - tensão aplicada ao enrolamento secundário;

$\underline{E}_1$ - f.e.m. do enrolamento primário;

$\underline{E}_2$ - f.e.m. do enrolamento secundário;

$\underline{I}_0$ - intensidade de corrente que representa a magnetização do circuito magnético e as perdas no ferro;

$\underline{I}_1$ - intensidade de corrente no primário;

$\underline{I}'_1$ - intensidade de corrente no primário não considerando $\underline{I}_0$;

N_1 - número de espiras do enrolamento primário;

N_2 - número de espiras do enrolamento secundário;

$\underline{Z}_1$ - impedância de fugas do primário;

$\underline{Z}_2$ - impedância de fugas do secundário;

$\underline{\phi}_M$ - fluxo magnético máximo.

O circuito que a seguir se apresenta (figura 5.2), representa o circuito equivalente de um transformador monofásico traduzido a partir das duas primeiras equações (5.1) e (5.2) considerando-se os enrolamentos ideais onde são geradas as f.e.m. $\underline{E}_1$ e $\underline{E}_2$ e associadas as impedâncias $\underline{Z}_1$ e $\underline{Z}_2$. A terceira equação (5.3) traduz a existência de uma derivação no circuito do primário que absorve a corrente $\underline{I}_0$.

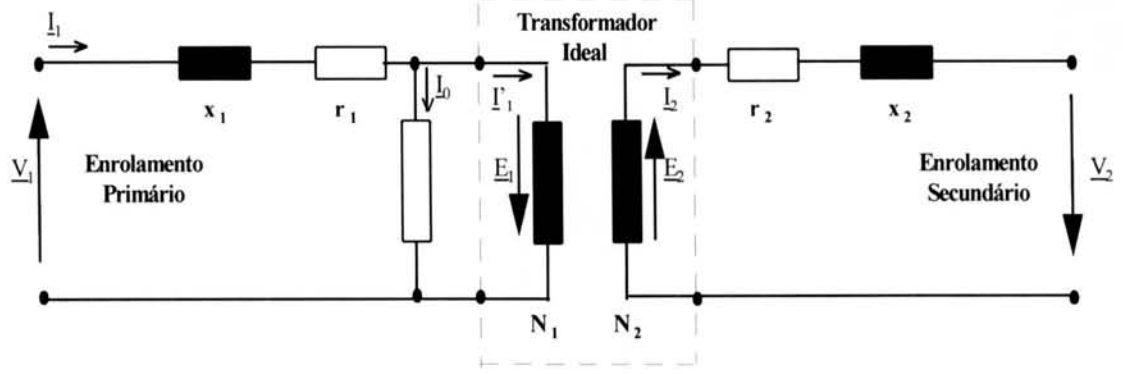


Figura 5.2 - ***Circuito equivalente de um transformador monofásico***

A zona envolvida pelo tracejado representa o transformador ideal, ou seja, a relutância do seu circuito magnético é constante, a resistência dos enrolamentos primário e do secundário são nulas e há ausência do fluxo de fugas, isto é todo o fluxo produzido é encadeado pelos dois enrolamentos. Neste transformador, ideal, não existem quedas de tensão nem perdas de energia.

No entanto, na realidade, as resistências dos enrolamentos do primário $\mathbf{r}_1$ e do secundário $\mathbf{r}_2$ não são nulas pelo que vão aparecer quedas de tensão nos enrolamentos e perdas por efeito de *Joule*; o fluxo não é canalizado na totalidade pelo núcleo existindo fugas, este facto, além do aparecimento de novas f.e.m. criadas pelos fluxos de fugas, ocasiona o aparecimento de correntes de *Foucault* no cobre dos enrolamentos; a relutância do circuito magnético não é constante pois excitação e indução relacionam-se, nas substâncias ferromagnéticas, através dum ciclo histerético e a permeabilidade variará de ponto para ponto com o valor da tangente à curva do ciclo histerético. Aparecem perdas histeréticas de valor proporcional à área do ciclo e ainda perdas por efeito de *Joule* devidas às correntes de *Foucault* no núcleo.

Ligando ao primário e ao secundário do transformador ideal impedâncias que provoquem as quedas de tensão associadas aos efeitos reais, obtemos o modelo do transformador real.

A intensidade de corrente $\underline{I}_0$ é composta por duas componentes, uma componente, $\underline{I}_a$, está associada às perdas do transformador em vazio, a outra, $\underline{I}_m$, é a corrente de magnetização responsável pelo fluxo.

$$\underline{I}_0 = \underline{I}_a + \underline{I}_m \tag{5.8}$$

O circuito da figura 5.3 mostra o desdobramento da corrente $\underline{I}_0$ nas suas componentes. A corrente $\underline{I}_a$ está em fase com a tensão aplicada ao ramo correspondente, pelo que pode considerar-se que percorre uma resistência $\mathbf{R_0}$. A corrente $\underline{I}_m$ está atrasada de 90° em relação à mesma tensão, pelo que se pode considerar que percorre uma reactância pura $\mathbf{X_0}$.

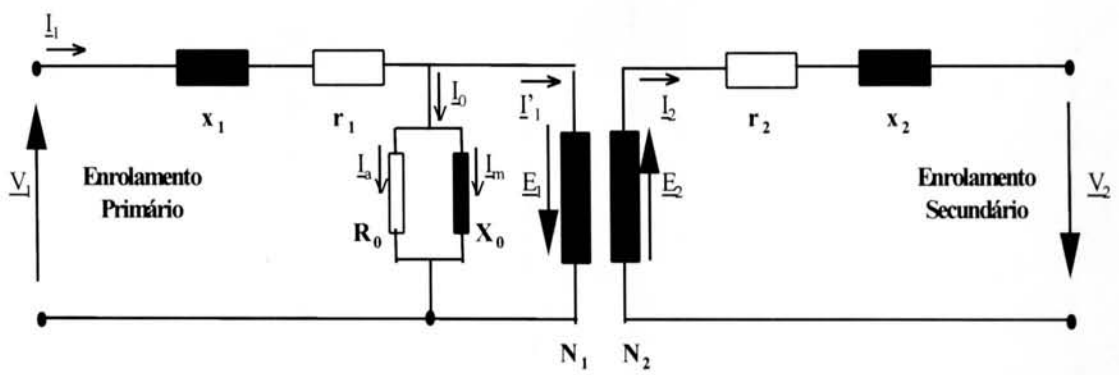


Figura 5.3 - ***Circuito equivalente de um transformador monofásico com a representação das componentes de I_0***

5.1.2.1.1- CIRCUITO EQUIVALENTE REDUZIDO A UM ENROLAMENTO

Nos sistemas eléctricos com várias tensões de serviço, emprega-se habitualmente a redução de todas as tensões a uma só tensão considerada como tensão de base; os cálculos podem ser realizados como se tratando de um só circuito com uma tensão de serviço comum.

Na teoria dos transformadores o estudo analítico e gráfico do seu funcionamento simplifica-se quando se substitui o transformador real, no qual os enrolamentos estão acoplados electromagnéticamente, por um esquema em que os enrolamentos apenas estão acoplados electricamente.

No caso geral, este problema pode ter várias soluções, ou seja, podemos ter vários esquemas equivalentes de um transformador, no entanto, para que a simplificação seja válida é necessário que o enrolamento real e o enrolamento equivalente envolvam os mesmos efeitos magnéticos, produzam e absorvam a mesma potência eléctrica.

A igualdade das potências absorvidas é traduzida pela seguinte expressão:

$$\underline{V}_1 \cdot \underline{I}_1^* = \underline{V}_{12} \cdot \underline{I}_{12}^* \tag{5.9}$$

A igualdade dos efeitos magnéticos, F.M.M iguais, tendo em atenção o desfasamento de 180° das grandezas do primário e as grandezas do secundário é traduzida pela seguinte expressão:

$$N_1 \cdot \underline{I}_1 = -N_2 \cdot \underline{I}_{12} \tag{5.10}$$

ou, com outra forma,

$$\underline{I}_{12} = -\frac{N_1}{N_2} \cdot \underline{I}_1 \tag{5.11}$$

Substituindo (5.10) em (5.9), obtemos:

$$\underline{V}_{12} = -\frac{N_2}{N_1} \cdot \underline{V}_1 \tag{5.12}$$

Os índices 12 indicam grandezas do primário referidas ao secundário.

A figura 5.4 representa o circuito da figura 5.3 após a aplicação da redução das suas grandezas do primário referidas ao secundário.

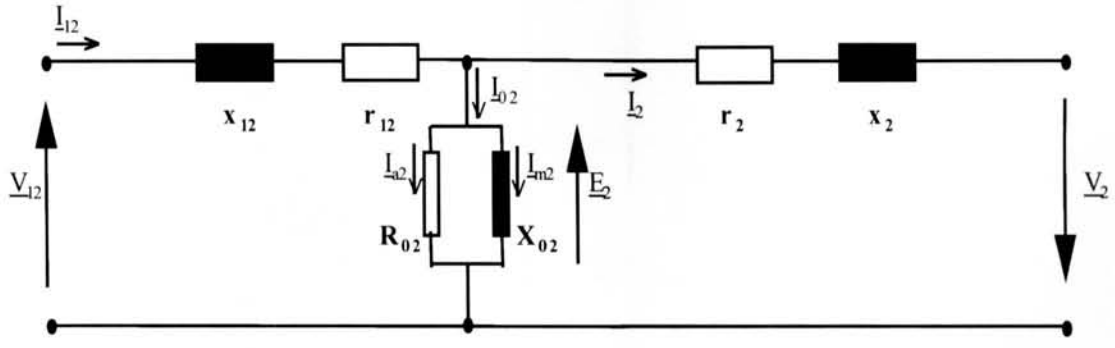


Figura 5.4 - ***Circuito equivalente de um transformador monofásico referido ao secundário***

5.1.2.2 - TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Os sistemas de energia eléctrica de corrente alternada, nunca são monofásicos. Actualmente, utilizam-se quase exclusivamente os sistemas trifásicos, quer na produção como no transporte e distribuição de energia eléctrica.

Tudo o que foi dito sobre o transformador monofásico, aplica-se integralmente e é válido para qualquer tipo de transformação polifásica. Supondo o sistema equilibrado, o que acontece normalmente, então bastará considerar as fases uma a uma ficando o mesmo reduzido a vários sistemas monofásicos.

Á semelhança dos transformadores monofásicos, nos transformadores trifásicos, no que respeita ao seu circuito magnético, podemos encontrar

núcleo de colunas (*core type*) ou núcleo couraçado (*shell type*). Quanto à disposição das bobinas, os de núcleo colunas usam bobinas concêntricas e os de núcleo couraçado usam bobinas alternadas.

Uma transformação trifásica pode efectuar-se de duas formas:

a) mediante três transformadores monofásicos independentes, unidos entre si através de uma ligação trifásica, este sistema é denominado por *Banco de Transformadores*;
b) mediante um só transformador trifásico que, de certo modo, reúne os três transformadores monofásicos.

5.1.3 - MODELIZAÇÃO DO TRANSFORMADOR NO PROGRAMA EMTP

5.1.3.1- TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

O programa *EMTP* modeliza o transformador monofásico (figura 5.5) como sendo um transformador ideal. A passagem do transformador ideal para o transformador real é efectuada pela introdução de duas impedâncias, $\underline{Z}_1 = R_1 + j.\omega.L_1$, no enrolamento primário e $\underline{Z}_2 = R_2 + j.\omega.L_2$, no enrolamento secundário. As perdas no ferro são traduzidas por este modelo através da consideração de uma resistência linear, $\mathbf{R_{MAG}}$, no que respeita ao efeito da saturação do circuito magnético do transformador é modelizado através de uma indutância não linear, **SATURA**.

O ramo da resistência linear e o ramo da indutância não linear estão em paralelo.

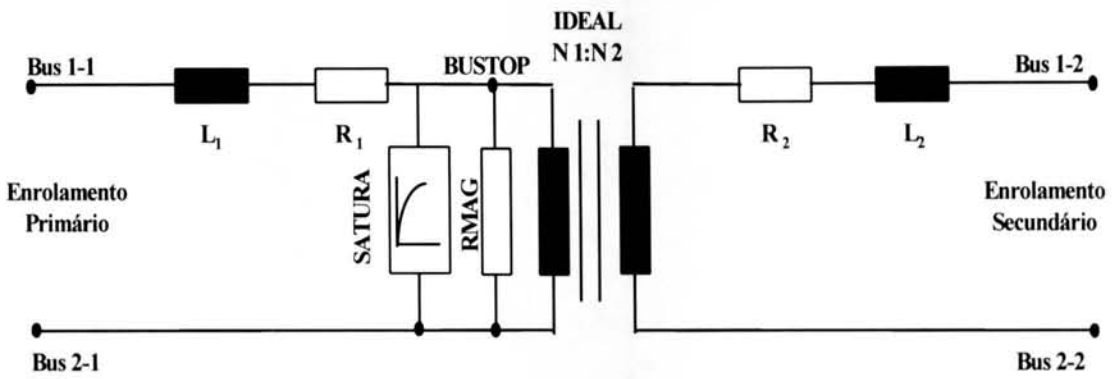


Figura 5.5 - ***Modelo do EMTP para o transformador monofásico com dois enrolamentos***

O modelo de um transformador monofásico com três enrolamentos é de fácil representação (figura 5.6), bastando incluir a representação de um terceiro enrolamento, em paralelo com o ramo que comporta a resistência linear, $\mathbf{R_{MAG}}$.

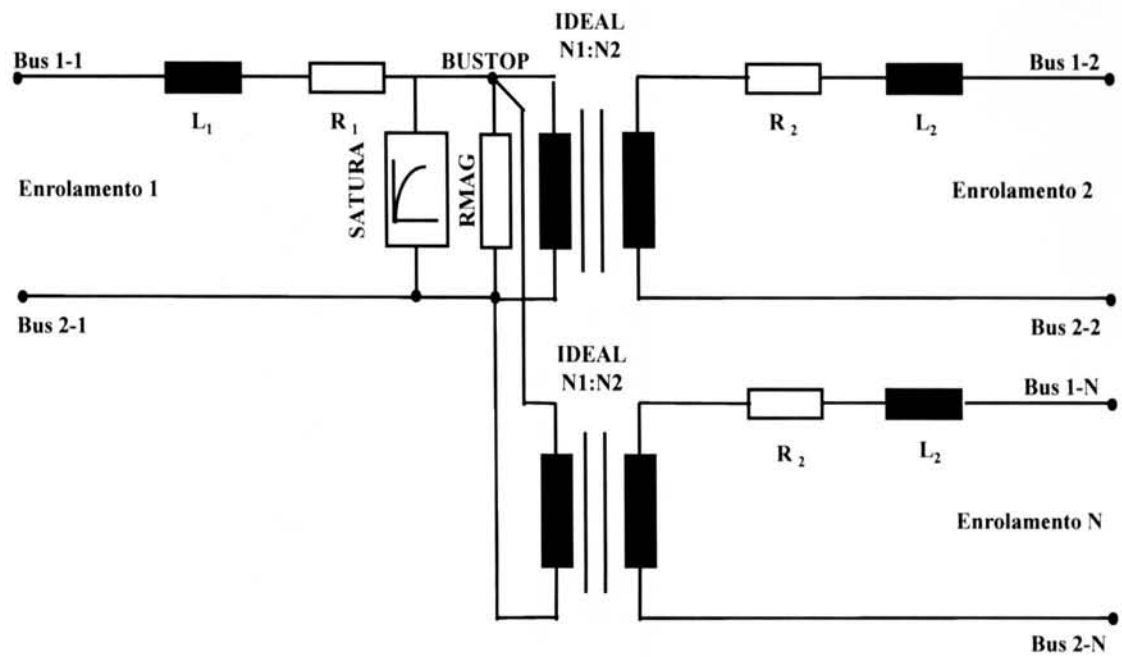


Figura 5.6 - ***Modelo do EMTP para o transformador monofásico com três enrolamentos***

5.1.3.2- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

No caso de transformadores trifásicos em que o seu núcleo é de colunas com cinco elementos ou do tipo couraçado com três elementos é razoável assumir que a indução magnética nas três fases é independente e, pelo que, somente é necessária uma curva de magnetização. Para estes casos poderá, o transformador trifásico, ser modelizado por três unidades monofásicas idênticas e separadas.

A figura 5.7 representa um transformador trifásico com ligações Dy em que o ponto da estrela está ligado à terra.

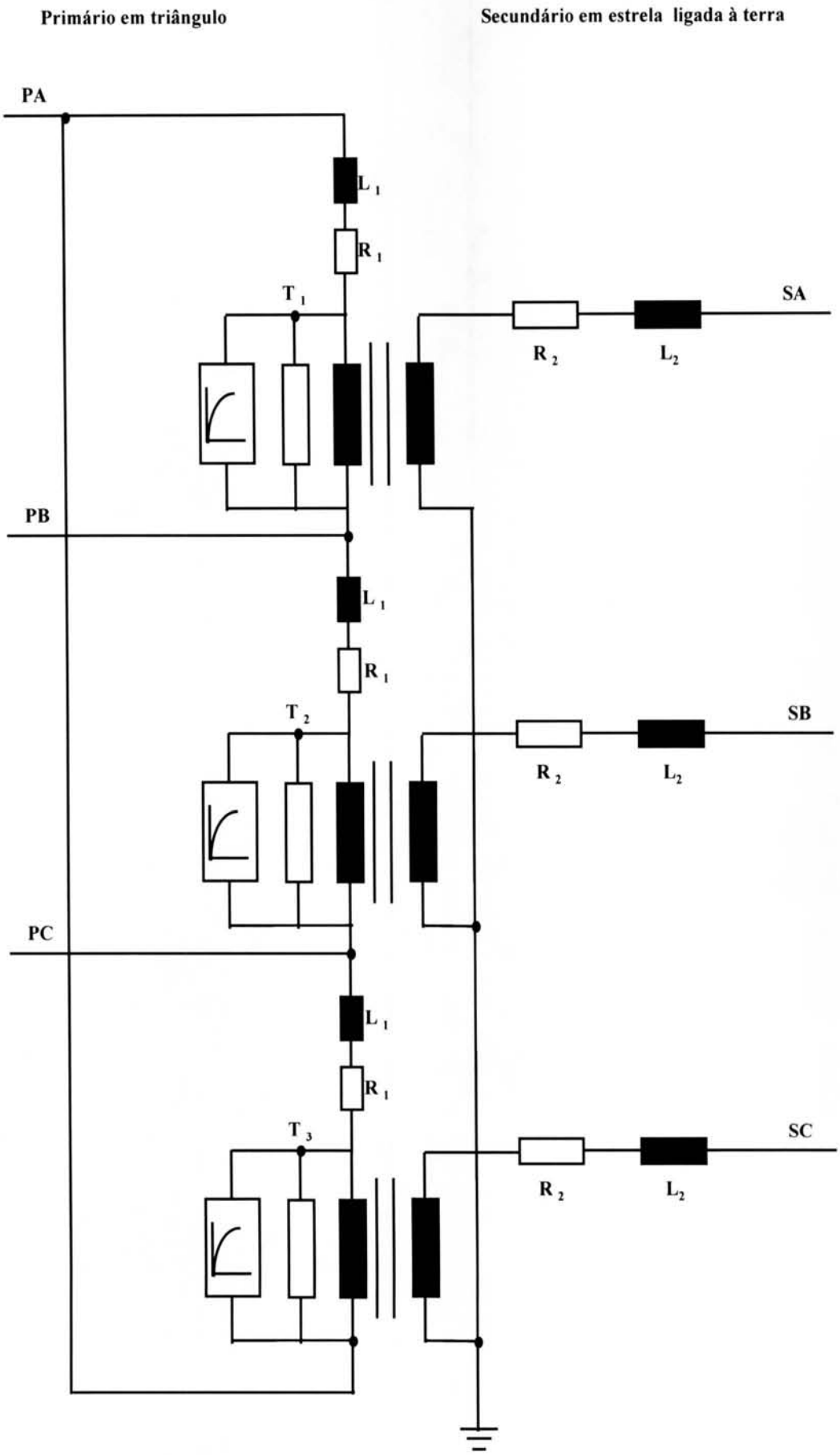


Figura 5.7 - *Modelo do EMTP para o transformador trifásico*

Na modelização de transformadores por parte do *EMTP* à que ter em atenção o facto de, qualquer transformador, que tenha um enrolamento com uma ligação em triângulo tem necessidade da existência de um percurso para a terra, caso contrário, o programa considera esse enrolamento como "*flutuando*", no caso do enrolamento com ligação em triângulo estar ligado a uma linha de transmissão, as próprias capacidades da linha providenciam a ligação à terra pelo que não haverá problema, do mesmo modo, a ligação a uma ou mais fontes de tensão também não trás qualquer problema. No caso de um transformador de três enrolamentos se, por exemplo, existir um terciário com ligação em triângulo e que esteja isolado é necessário efectuar a ligação desse enrolamento à terra e, para tal, o *EMTP* utiliza a ligação de três condensadores iguais em cada um dos vértices do triângulo e liga-os à terra (figura 5.8).

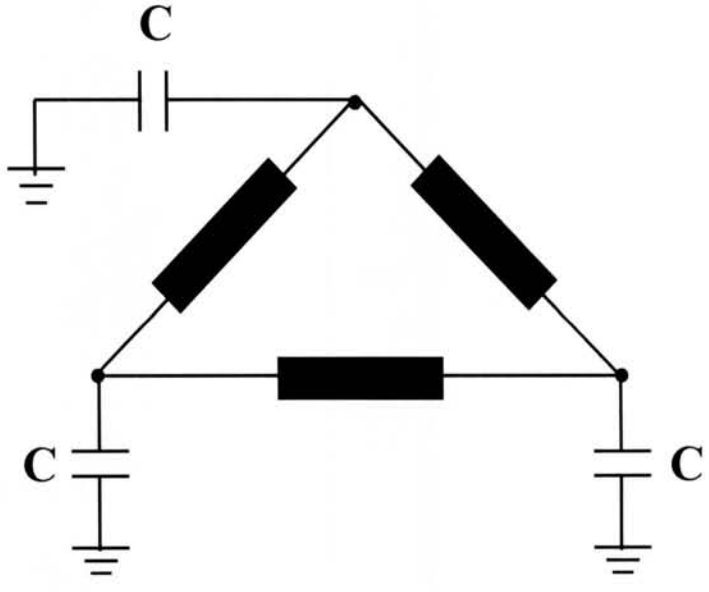


Figura 5.8 - ***Modelo do EMTP para ligação de um enrolamento de um transformador com ligação em triângulo***

5.2 - MODELO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

5.2.1 - PARÂMETROS E EQUAÇÕES FUNDAMENTAIS

Os condutores das linhas de transporte de energia caracterizam-se pela sua resistência, indutância, condutância e pela sua capacitância, que iremos designar por R, L, G e C, respectivamente, representando valores por fase e por quilómetro de linha. Por isso é usual chamar-lhes "*características quilométricas*". Trata-se de grandezas uniformemente distribuídas, ou que como tal se consideram por simplificação e facilidade de análise, sendo a resistência e a indutância longitudinais e a condutância e a capacitância transversais. O conhecimento destas grandezas é fundamental e determina todo o conhecimento posterior sobre o funcionamento da linha. Por outro lado, estas características derivam directamente da geometria da linha e da qualidade dos seus condutores, pelo que as condições de propagação e de funcionamento estão disso directamente dependentes.

Resistência

Entende-se aqui por resistência o coeficiente de proporcionalidade entre as perdas no condutor e o quadrado do valor eficaz da corrente que o percorre, segundo a expressão (5.13).

$$P = R.I^2 \qquad (5.13)$$

Condutância

Nas linhas aéreas é uma grandeza de avaliação difícil e que, como origina em geral perdas de pequeno significado, é habitual desprezar.

Há, não obstante, condutâncias localizadas, principalmente nos isoladores, o que, dada a regularidade da sua distribuição, permite que seja considerada como uma grandeza uniformemente distribuída como as outras.

A condutância de uma linha depende de inúmeros factores, alguns deles muito aleatórios, tais como:

- grau de humidade atmosférica;
- nevoeiro;
- chuva;
- pressão atmosférica;
- grau de poluição (presença de sais marinhos, gases ou vapores industriais).

O estado superficial dos isoladores também é importante. Nos anos menos chuvosos, os isoladores mais sujos originam maiores perdas anuais.

Indutância

A indutância é uma característica da linha definida pela seguintes expressão:

$$L = \frac{\phi}{I} \tag{5.14}$$

É uma grandeza uniformemente distribuída ao longo da linha e com características longitudinais.

Capacitância

Enquanto que a resistência e a indutância, como parâmetros longitudinais, influenciam as quedas de tensão, limitando a potência a transmitir, a capacitância, como parâmetro transversal, representa um caminho de dispersão, cuja importância depende do valor da tensão.

Como os parâmetros que caracterizam a linha são distribuídos, podemos representar um elemento da linha de comprimento infinitesimal *dx* como se apresenta na figura 5.9.

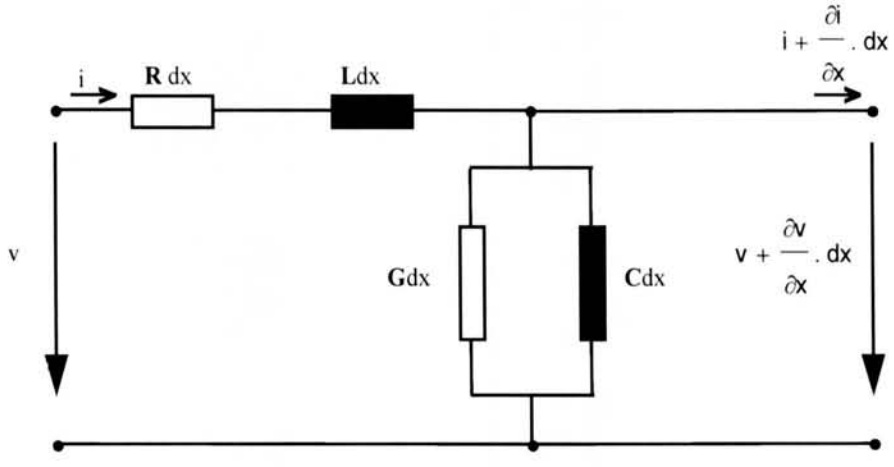


Figura 5.9 - ***Modelo de parâmetros distribuídos de uma linha***

em que;

R - resistência por unidade de comprimento;

L - indutância por unidade de comprimento;

G - condutância por unidade de comprimento;

C - capacitância por unidade de comprimento;

v - tensão de entrada;

i - corrente de entrada

As expressões que definem a corrente e a tensão são as seguintes:

$$\mathrm{i} + \frac{\partial \mathrm{i}}{\partial \mathrm{x}}.\mathrm{dx} \tag{5.15}$$

$$\mathrm{v} + \frac{\partial \mathrm{v}}{\partial \mathrm{x}}.\mathrm{dx} \tag{5.16}$$

Desprezando os infinitésimos de segunda ordem e com recurso à Lei das Malhas e à Lei dos Nós de Kirchhoff que é aplicada ao circuito representado na figura 5.9, obtêm-se as seguintes expressões, que traduzem a tensão $v(x,t)$ e a intensidade $i(x,t)$ ao longo da linha de transmissão de energia correspondentes a um ponto de abcissa x, contada a partir da extremidade de emissão, e num instante t:

$$\frac{\partial \mathrm{v}}{\partial \mathrm{x}} = -\mathrm{Ri} - \mathrm{L}\frac{\mathrm{di}}{\mathrm{dt}} \tag{5.17}$$

$$\frac{\partial \mathrm{i}}{\partial \mathrm{x}} = -\mathrm{Gv} - \mathrm{C}\frac{\mathrm{dv}}{\mathrm{dt}} \tag{5.18}$$

Estas equações são válidas para os regimes permanente e transitório e retratam o funcionamento das linhas de transmissão.

Analisando o caso particular, em que as linhas se encontram dentro de um funcionamento permanente sinusoidal e através da aplicação da transformada de *Steinmetz* às equações (5.17) e (5.18), obtêm-se as seguintes equações:

$$\frac{d\underline{V}}{dx} = -R\underline{I} - j.\omega.L\underline{I} \tag{5.19}$$

$$\frac{d\underline{I}}{dx} = -G\underline{V} - j.\omega.C\underline{V} \tag{5.20}$$

Considerando as expressões:

$$\underline{Z} = R + j.\omega.L \tag{5.21}$$

$$\underline{Y} = G + j.w.C \tag{5.22}$$

em que $\underline{Z}$ e $\underline{Y}$ representam a impedância e admitância linear respectivamente e substituindo-as nas equações (5.19) e (5.20), obtêm-se:

$$\frac{d\underline{V}}{dx} = -(R + j.w.L).\underline{I} = -\underline{Z}.\underline{I} \tag{5.23}$$

$$\frac{d\underline{I}}{dx} = -(G + j.w.C).\underline{V} = -\underline{Y}.\underline{V} \tag{5.24}$$

A eliminação de $\underline{I}$ na primeira equação e a eliminação de $\underline{V}$ na segunda, permitem escrever:

$$\frac{d^2\underline{V}}{dx^2} = \underline{Z}.\underline{Y}.\underline{V} = \gamma^2.\underline{V} \tag{5.25}$$

$$\frac{d^2\underline{I}}{dx^2} = \underline{Y}.\underline{Z}.\underline{I} = \gamma^2.\underline{I} \tag{5.26}$$

em que $\underline{\gamma}$ é a constante de propagação que se pode definir da seguinte forma:

$$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Z}.\underline{Y}} \tag{5.27}$$

ou ainda,

$$\underline{\gamma} = \alpha + j.\beta \tag{5.28}$$

em que a parte real, α, é a constante de atenuação ou de amortecimento das ondas de tensão e intensidade de corrente por unidade de comprimento, a parte imaginária, β, é a constante de fase ou de comprimento de onda da tensão e da intensidade de corrente por unidade de comprimento.

O sistema anterior (equações (5.25) e (5.26)) é constituído por duas equações diferenciais de 2ª ordem com coeficientes constantes cuja solução geral é dada pelas seguintes expressões:

$$\underline{V}(x) = \underline{C}_1.ch\underline{\gamma}.x + \underline{C}_2.sh\underline{\gamma}.x \tag{5.29}$$

$$\underline{I}(x) = \underline{C}_3.ch\underline{\gamma}.x + \underline{C}_4.sh\underline{\gamma}.x \tag{5.30}$$

em que C_1, C_2, C_3 e C_4 são constantes.

Conhecendo a tensão e a intensidade de corrente num ponto da linha, por exemplo na extremidade de emissão, e substituindo nas equações anteriores, vem:

$$\underline{V}(0) = \underline{C}_1.1 + \underline{C}_2.0 = \underline{C}_1 \tag{5.31}$$

$$\underline{I}(0) = \underline{C}_3.1 + \underline{C}_4.0 = \underline{C}_3 \tag{5.32}$$

Substituindo C_1 e C_3 nas equações (5.29) e (5.30), vem:

$$\underline{V}(x) = \underline{V}(0).ch\underline{\gamma}.x + \underline{C}_2.sh\underline{\gamma}.x \tag{5.33}$$

$$\underline{I}(x) = \underline{I}(0).ch\underline{\gamma}.x + \underline{C}_4.sh\underline{\gamma}.x \tag{5.34}$$

Substituindo os valores de $\underline{V}$ e de $\underline{I}$, dados pelas equações anteriores, nas equações (5.25) e (5.26), podemos determinar os valores para C_2 e C_4, esses valores são dados pelas seguintes expressões:

$$\underline{C}_2 = \frac{R + j.\omega.L}{\sqrt{\underline{Z}.\underline{Y}}}.\underline{C}_3 \tag{5.35}$$

$$\underline{C}_4 = \frac{G + j.\omega.C}{\sqrt{\underline{Z}.\underline{Y}}}.\underline{C}_1 \tag{5.36}$$

A impedância característica da linha ou impedância de onda é igual a:

$$\underline{Z}_C = \sqrt{\frac{\underline{Z}}{\underline{Y}}} \quad \Omega \tag{5.37}$$

Substituindo nas equações anteriores (5.35) e (5.36) a equação (5.37), obtemos para C_2 e C_4 as seguintes expressões:

$$\underline{C}_2 = -\underline{Z}_C.\underline{I}(0) \tag{5.38}$$

$$\underline{C}_4 = -\frac{1}{\underline{Z}_C}.\underline{V}(0) \tag{5.39}$$

Substituindo estes valores das constantes nas equações (5.33) e (5.34) podemos escrever as equações que traduzem o funcionamento de uma linha em regime permanente sinusoidal. A estas equações dá-se o nome de equações dos telegrafistas e têm a seguinte forma:

$$\underline{V}(x) = \underline{V}(0).ch\underline{\gamma}.x - \underline{Z}_C.\underline{I}(0).sh\underline{\gamma}.x \tag{5.40}$$

$$\underline{I}(x) = \underline{I}(0).ch\underline{\gamma}.x - \frac{\underline{V}(0)}{\underline{Z}_C}.sh\underline{\gamma}.x \tag{5.41}$$

5.2.2 - A MODELIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NO PROGRAMA EMTP

5.2.2.1 - GENERALIDADES

Os modelos de linhas de transmissão disponíveis no *ATP* são bastante flexíveis e atendem às necessidades mais frequentes dos estudos de fenómenos transitórios.

As linhas de transmissão podem ser representadas por uma cadeia de PI's ou por parâmetros distribuídos, opção esta que pode ser desdobrada em várias alternativas.

A quantidade de secções de linhas necessárias depende do grau de distorção que pode ser admitido no estudo a ser realizado, sendo muito importante a faixa de frequências provocadas pelo fenómeno em análise. Uma quantidade maior de elementos produz menos distorção e vice-versa.

Na prática, a determinação da quantidade de secções de linha tem de ser baseada na experiência acumulada com este tipo de representação e é usual adoptar-se uma secção de linha para cada 15 ou 30 km, conforme o comprimento total da linha e o estudo a ser realizado.

5.2.2.1.1 - ESQUEMA EQUIVALENTE EM *PI*

Qualquer linha que utilize o esquema equivalente em *PI* é modelizada, segundo o *EMTP*, conforme o estabelecido na figura 5.10. As características da linha são introduzidas nas matrizes $[R]$, $[L]$ e $[C]$ em que os elementos que as integram são respectivamente [2]

- diagonal $R_{ii} + j.\omega.L_{ii}$: impedância própria do ramo i;
- fora da diagonal $R_{ik} + j.\omega.L_{ik}$: impedância mútua entre o ramo i e o ramo k;
- diagonal C_{ii}: soma de todas as capacidades do ramo i;
- fora da diagonal C_{ik}: valor negativo da capacidade entre o ramo i e o ramo k.

As três matrizes são assumidas como simétricas, sendo só necessário especificar os elementos da diagonal e os elementos abaixo desta.
Este modelo pode ser usado para simulação de fenómenos transitórios em linhas curtas ou cabos dado ser a admitância puramente capacitiva.

$$\underline{v}_k - \underline{v}_m = [L].\frac{di_{km}}{dt} + [R].i_{km} \tag{5.42}$$

$$i_k = \frac{1}{2}.[C].\frac{d\underline{v}_k}{dt} + i_{km} \tag{5.43}$$

$$i_m = \frac{1}{2}.[C].\frac{d\underline{v}_m}{dt} - i_{km} \tag{5.44}$$

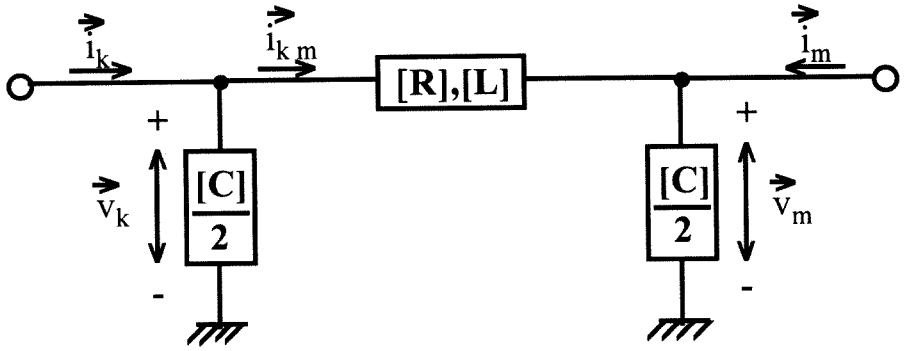


Figura 5.10 - ***Modelo do EMTP para o esquema equivalente em PI***

5.2.2.2 - MODELO DE PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS

A representação por parâmetros distribuídos pode ser efectuada com ou sem variação dos parâmetros com a frequência.

As linhas modelizadas por parâmetros distribuídos à frequência constante podem ser do tipo "sem distorção" ou do tipo "com distorção". No primeiro caso apenas os parâmetros L e C da linha são considerados e no segundo tipo a resistência da linha é adicional, sendo 25% em cada extremidade e 50% no meio da linha. Estudos realizados demonstraram que a subdivisão da linha em mais pontos não se mostrou necessária. Este procedimento simplifica acentuadamente as equações de propagação da linha.

Na prática, os modelos de linhas com parâmetros distribuídos apresentam resultados plenamente satisfatórios e são utilizados na maioria dos estudos de transitórios em sistemas eléctricos, não sendo essencial a utilização de modelos com parâmetros variando a frequência.

No entanto, considerando que a modelização teoricamente mais correcta é aquela que leva em conta a variação dos parâmetros com a frequência, havendo inclusive casos em que este efeito é importante para a obtenção de resultados realistas, foram desenvolvidos e incorporados no *ATP* diversos métodos para efectuar este tipo de modelização.

Foram elaborados os seguintes métodos para tratamento de uma linha de transmissão com variação dos parâmetros com a frequência: *Meyer-Dommel's Weighting Funtion Model* (1976), *Hauer's Model* (1979) e *Marti's Model* (1981).

À medida que o *EMTP* foi evoluindo, ficou constatado que os modelos indicados acima continham deficiências sérias, havendo inclusive um descrédito muito grande quanto à validade dos seus resultados. Com o passar dos anos, houve uma reformulação dos modelos mais antigos e uma evolução natural em direcção aos modelos mais recentes que são: *JMARTI* e *SEMLYEN*.

O *EMTP* apresenta ainda um modelo para linhas com parâmetros distribuídos para linhas de circuito duplo ou na mesma faixa de passagem. A representação é aproximada porque considera os dois circuitos totalmente transpostos e acoplamento entre os parâmetros homopolares de cada circuito.

As posições geométricas relativas em que se encontram os condutores numa linha provocam diferentes quedas indutivas em cada condutor de fase, devido a este facto, é comum proceder-se à chamada "*transposição*" dos condutores, isto é, a intervalos regulares ao longo da linha, trocam-se

as posições dos condutores de modo a que, no final, cada um tenha estado durante comprimentos semelhantes nas três posições possíveis. Sendo assim, cada condutor sofre sucessivamente a influência de cada uma das situações geométricas disponíveis, ficando no final em igualdade de circunstâncias com os outros condutores.

Os modelos de linhas utilizados pelo *EMTP* são válidos para os casos em que há ou não transposição dos condutores de fase, desta forma o programa traduz com rigor a acção de "*transposição*" dos condutores quando ela existe. Para as linhas em que há transposição é utilizado o modelo de *Clarke*, para o caso em que não há transposição é utilizado o modelo de *K. C. Lee*.

Para qualquer um dos modelos utilizado pelo *EMTP*, o esquema geral utilizado é o representado na figura 5.11. A figura ilustra uma secção incremental Δx de uma fase da linha. As equações utilizadas para uma linha trifásica podem ser definidas pelas equações (5.45) e (5.46)

$$-\frac{\partial \bar{v}}{\partial x} = [L].\frac{\partial \bar{i}}{\partial t} + [R].\bar{i} \tag{5.45}$$

$$-\frac{\partial \bar{i}}{\partial x} = [C].\frac{\partial \bar{v}}{\partial t} + [G].\bar{v} \tag{5.45}$$

em que, $[L]$, $[R]$, $[C]$ e $[G]$ são matrizes constituídas por valores de indutâncias, resistências, capacidades e condutâncias e $\underline{i}$ e $\underline{v}$ representam os vectores da tensão e da corrente complexas num ponto x da linha.

As matrizes de $[L]$, $[R]$, $[C]$ podem ser determinadas com o apoio de rotinas existentes no *EMTP*, tais como a rotina "*LINE CONSTANTS*" ou a rotina "*CABLE CONSTANTS*".

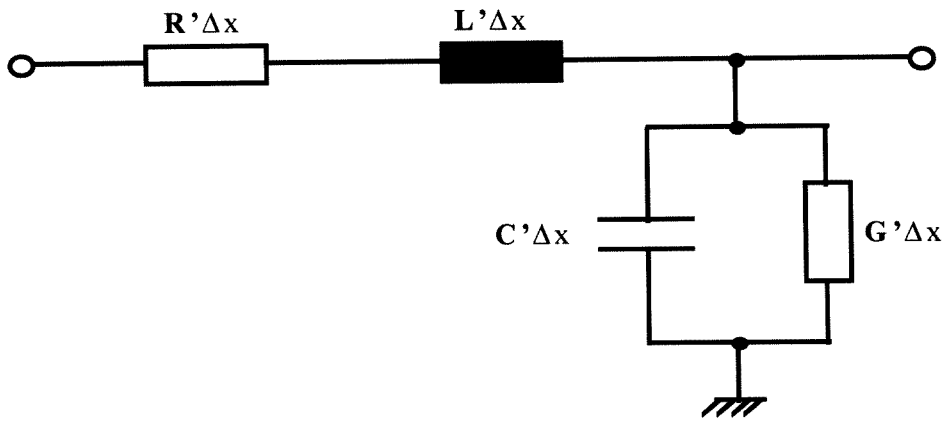


Figura 5.11 - ***Modelo do EMTP para representação de uma linha com parâmetros distribuídos***

CAPÍTULO 6

SOBRETENSÕES RESULTANTES DA INCLUSÃO DE BATERIAS DE CONDENSADORES E SUAS CONSEQUÊNCIAS A NÍVEL DE PRODUTORES INDEPENDENTES

6. CÁLCULO DE SOBRETENSÕES DE MANOBRA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM PRODUÇÃO INDEPENDENTE

6.1 INTRODUÇÃO. DESCRIÇÃO GERAL DO CASO EM ESTUDO

Como foi referido no capítulo 3, o recurso a instalações de produção independente tem vindo a ser frequente no nosso país, quer devido a incentivos a esse tipo de produção, quer devido ao tipo de "negócio" com o distribuidor, em que este é obrigado a absorver toda a energia produzida pelas unidades, no caso de estas respeitarem as condições técnicas exigidas pela legislação em vigor.

O caso que será objecto do nosso estudo, envolve problemas relacionados com a existência de unidades de produção independente num troço da rede a cargo da *EN-Electricidade do Norte, S.A.*, localizado a Norte da cidade de Vila Real. A figura 6.0, do Anexo A, apresenta uma planta topográfica aproximada onde se indica o sector da rede da *EN* atrás referido. Esses problemas estão relacionados com o aparecimento de sobretensões originadas pela entrada em serviço de baterias de condensadores para compensação de energia reactiva. Estas baterias de condensadores estão localizadas nas subestações de Telheira (Vila Real) e Valdigem (Régua). Como consequência dessas sobretensões dá-se o disparo dos disjuntores de máximo de tensão ficando o produtor independente de Covas do Barroso fora de serviço.

6.2 CONSTITUIÇÃO DA REDE

A rede efectivamente objecto de estudo é esquematicamente representada na figura 6.1. Dessa rede fazem parte duas subestações, Valdigem (220 / 60 kV) e Telheira (60 / 30 kV), um posto de corte e seccionamento, Soutelo, e duas unidades hídricas de produção independente, Alvaria e Covas do Barroso.

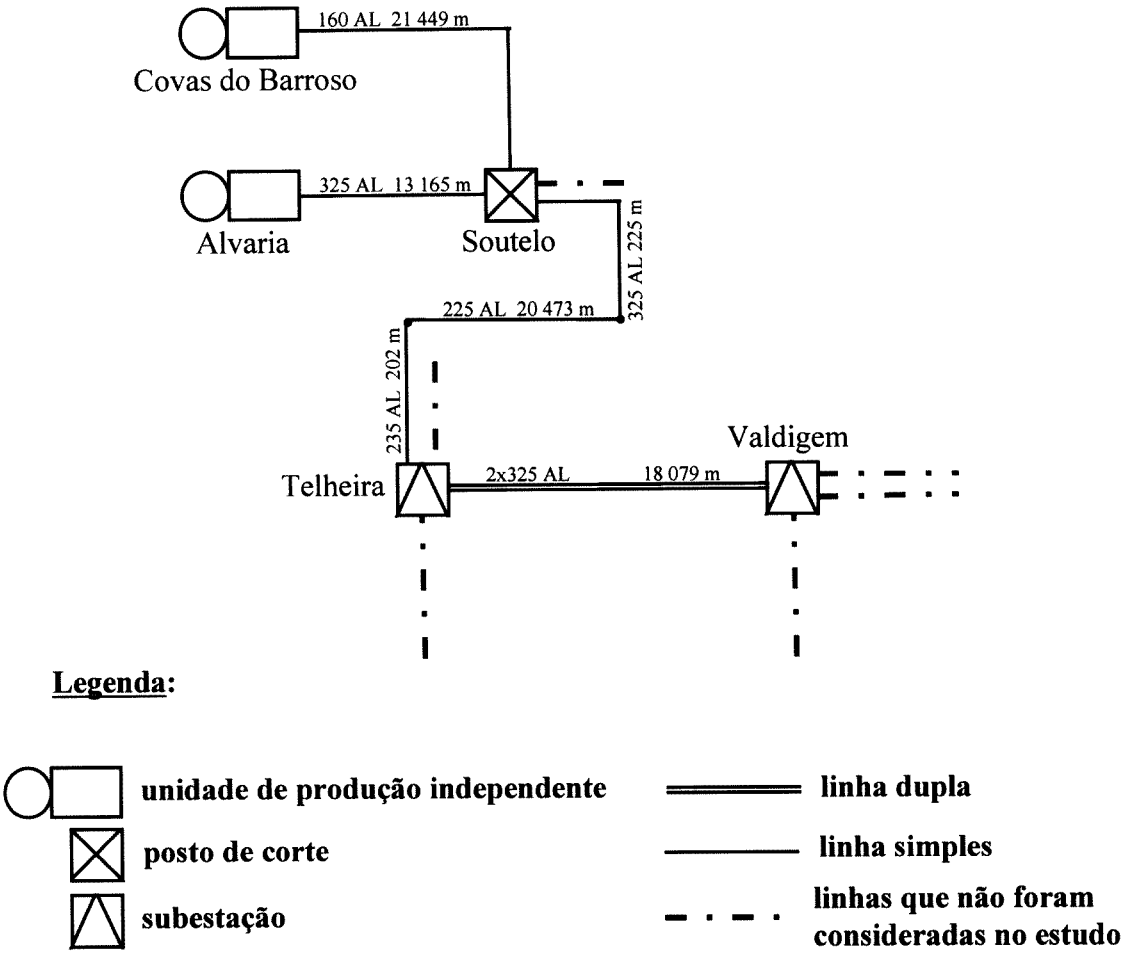


Figura 6.1 - *Troço da rede da EN objecto do estudo*

Para compensação dos trânsitos de energia reactiva da rede existem diversas baterias de condensadores, estando distribuídas pela subestação

de Valdigem, uma bateria de condensadores com o valor de 20 MVAr, e pela subestação da Telheira, duas baterias de condensadores com o valor de 8 MVAr cada uma. O regime de neutro de ambas as subestações é do tipo "*neutro ligado directamente à terra*".

No respeitante as duas instalações de produção independente, estas são caracterizadas por:

Características:	Alvaria	Covas do Barroso
tensão de interligação:..	60 kV	60 kV
transformador: *tensão*..... *potência*..... *ligações*.....	 60/6 kV 10 MVA Ynd_{11}	 60/6,6 kV 8 MVA Ynd
neutro:.....	isolado	isolado
geradores: *quantidade*..... *tipo*..... *potência*.....	 2 síncronos 5 MVA (cada um)	 2 síncronos 4 MVA (cada um)

Tabela 6.1 - ***Características das instalações de produção independente***

6.3 SITUAÇÃO HABITUAL DE FUNCIONAMENTO

O sistema não apresenta qualquer tipo de deficiências nos modos de funcionamento que não implicam a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Valdigem, mesmo com as baterias da subestação da Telheira em serviço.

Quando há necessidade de compensação de energia reactiva com ligação da bateria de condensadores da subestação de Valdigem tem-se registado com frequência o aparecimento dos problemas mencionados anteriormente, acarretando a saída de serviço do produtor independente de Covas do Barroso por disparo das protecções de máximo de tensão, em consequência das sobretensões provocadas pela entrada em serviço da referida bateria de condensadores. A sequência de entrada em funcionamento das baterias de condensadores é normalmente a seguinte:

1° entrada em serviço de uma bateria de condensadores da subestação da Telheira;
2° entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Valdigem.

É de notar que na subestação da Telheira, embora existam duas baterias de condensadores, só uma unidade entra em serviço. A hipótese de entrada das duas baterias de condensadores simultaneamente em serviço pode ser desprezada dada a sua baixa probabilidade de ocorrência. No caso da bateria de condensadores de Valdigem esta só é colocada em serviço após ter sido efectuada essa operação com a bateria de condensadores da Telheira.

Quando se desligam as baterias de condensadores não há registos de qualquer tipo de anomalia na rede em causa.

CAPÍTULO 7

IMPLEMENTAÇÃO DO CASO EM ESTUDO

7. IMPLEMENTAÇÃO DO CASO EM ESTUDO

Para implementação computacional do caso apresentado no capítulo anterior, considerou-se uma rede simplificada representada na figura 7.1. Nessa rede, com efeito, foram efectuadas algumas simplificações ditadas por uma análise à priori do problema, e conduzida no sentido de retratar uma situação mais desfavorável, o que após cálculo e análise de resultados, veio a confirmar a sua validade. Essas simplificações foram essencialmente as seguintes:

- barramento da subestação de Valdigem considerado como de potência infinita, atendendo a que se trata de um nó de grande importância da Rede Nacional de Transporte;
- não consideração de derivações na subestação de Telheira e no posto de corte de Soutelo (situação de rede radial, francamente mais desfavorável em termos de propagação de sobretensões).

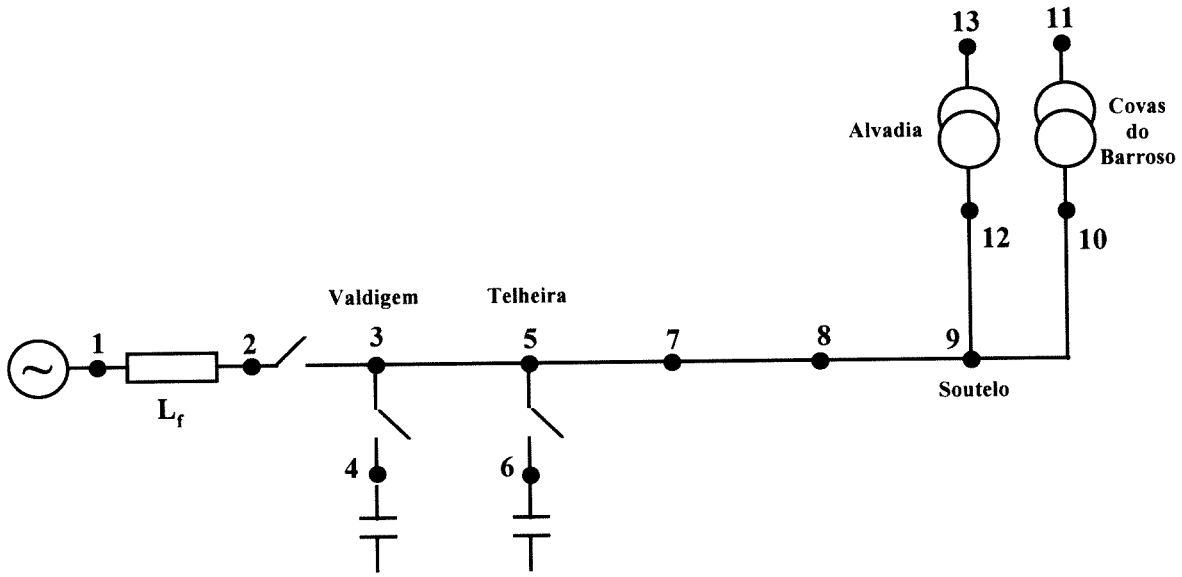


Figura 7.1 - ***Esquema da rede objecto do estudo***

Para simular o funcionamento da rede descrita de forma a obter uma análise do comportamento das tensões em diversas situações é utilizado o programa *ATP* do *EMTP*. O programa é implementado tendo em atenção a introdução de vários parâmetros relacionados com dados gerais (intervalos de integração, tempo de duração da simulação, frequência de saída dos resultados, etc.), definição dos dados dos ramos (impedância da fonte, dados das linhas, dados dos condensadores, transformadores), definição dos dados dos disjuntores (instantes de fechos, instantes de abertura), definição das fontes (tensões, frequência, fases), e definição dos dados de saída. Para melhor interpretação das sequências a levar a cabo com o programa *EMTP/ATP* e das simulações a efectuar, reduziu-se a quatro as situações analisadas, como sendo as mais representativas e correspondendo aos modos de funcionamento que traduzem a prática real de exploração da rede. De notar que estas quatro situações não são de modo algum únicas, havendo um grande número de combinações possíveis de simulações, mas cuja representatividade é pouco expressiva.

A estrutura geral do algoritmo de entrada de dados utilizado para simulação do estudo é a seguinte:

1. início do programa com a linha "*BEGIN NEW DATA CASE*";
2. definição dos parâmetros gerais reais;
3. definição dos parâmetros gerais inteiros;
4. definição dos dados dos ramos
   - 4.1. impedância da fonte;
   - 4.2. dados das linhas representadas pelo esquema em Π sem acoplamento de parâmetros distribuídos;
   - 4.3. dados das baterias de condensadores;
   - 4.4. dados sobre transformadores;

   finalizando com um "*BLANK CARD ENDING BRANCH DATA*"
5. definição dos dados dos interruptores;
   - 5.1. interruptor principal (dá inicio à simulação);
   - 5.2. interruptor que liga as baterias de condensadores;

   finalizando com um "*BLANK CARD ENDING SWITCH DATA*"
6. definição dos dados da fonte;

   finalizando com um "*BLANK CARD ENDING SOURCE DATA*"
7. definição das variáveis de saída;

   finalizando com um "*BLANK CARD ENDING SELECTIVE NODE VOLTAGE OUTPUT REQUEST*"

O algoritmo de entrada de dados é um ficheiro de texto com 80 caracteres por linha. As linhas de comentário, iniciam-se com a letra "C", colocada na primeira coluna. A localização dos dados tem que cumprir rigidamente a formatação e a localização dos campos.

Assim sendo, na primeira simulação (figura 7.2) considerou-se a rede em estudo em funcionamento normal, sem a introdução de qualquer bateria de condensadores pretendendo-se mostrar que o perfil das tensões, nestas condições, é sinusoidal. A simulação 2 (figura 7.3) traduz o funcionamento da rede sem qualquer tipo de compensação de energia reactiva até ao instante 50 ms, instante a partir do qual é inserida a bateria de condensadores da subestação da Telheira. A simulação 3 (figura 7.4) é igual à simulação 2 com a diferença de que no instante 90 ms também entra em serviço a bateria de condensadores de Valdigem. Por fim, a simulação 4 (figura 7.5), traduz um funcionamento possível da rede de forma a eliminar os problemas resultantes das sobretensões aquando da ligação das baterias de condensadores. Assim, considerou-se que Valdigem não possui exclusivamente um escalão de 20 MVAr, mas dois escalões de 10 MVAr cada um e que o instante da entrada em serviço de cada escalão difere de 0,02 s.

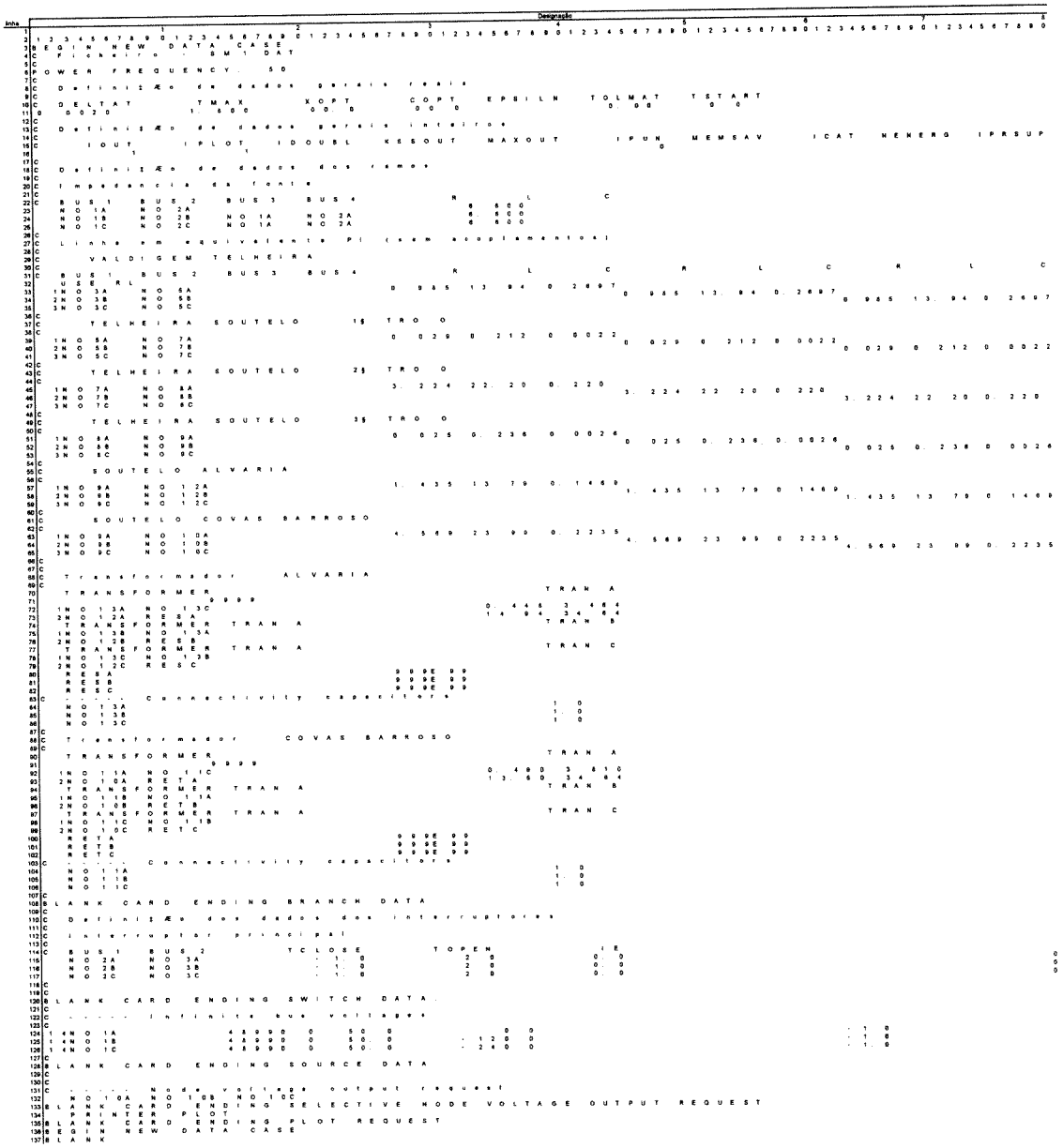
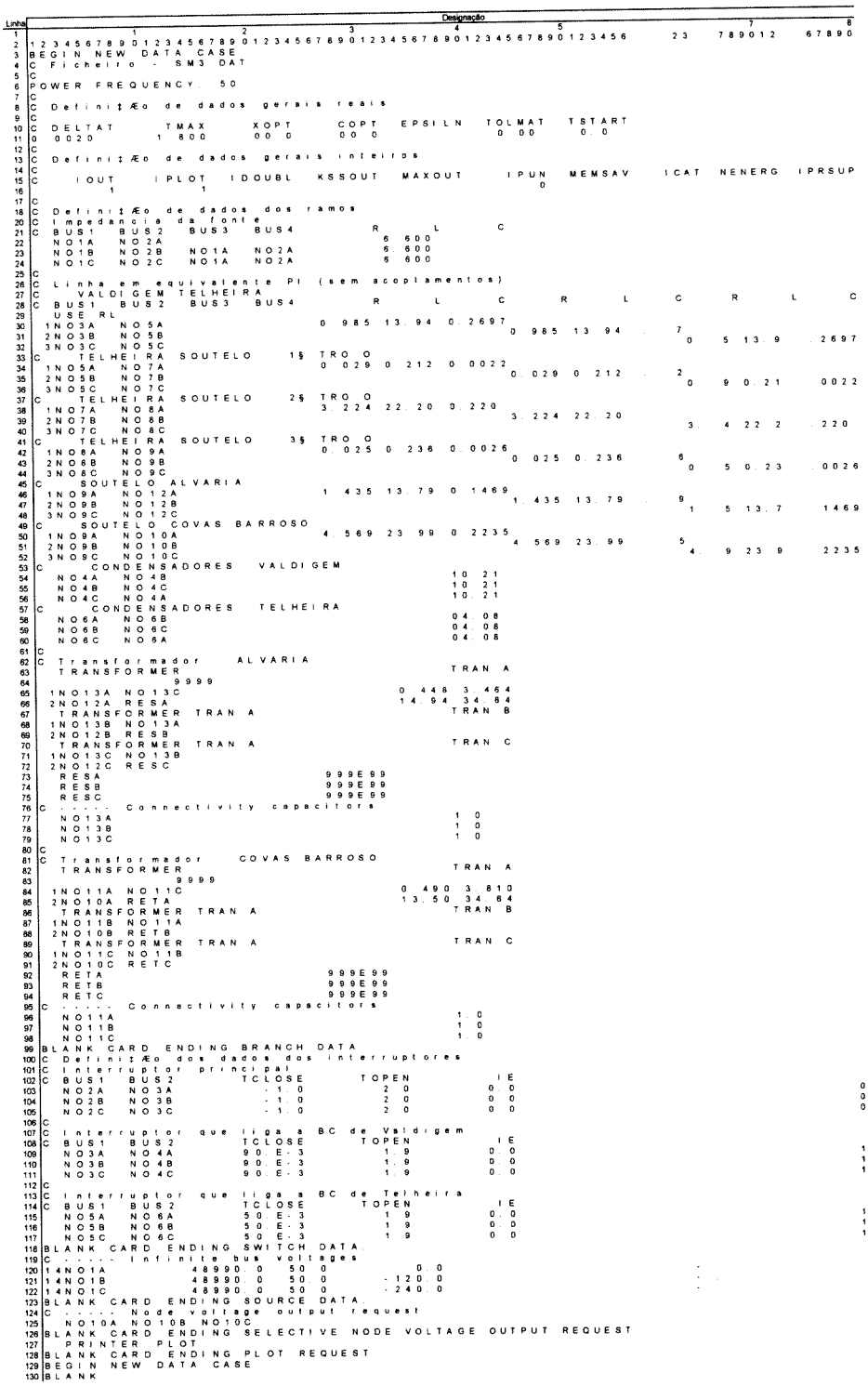


Figura 7.2 - Algoritmo de entrada de dados da "simulação 1"

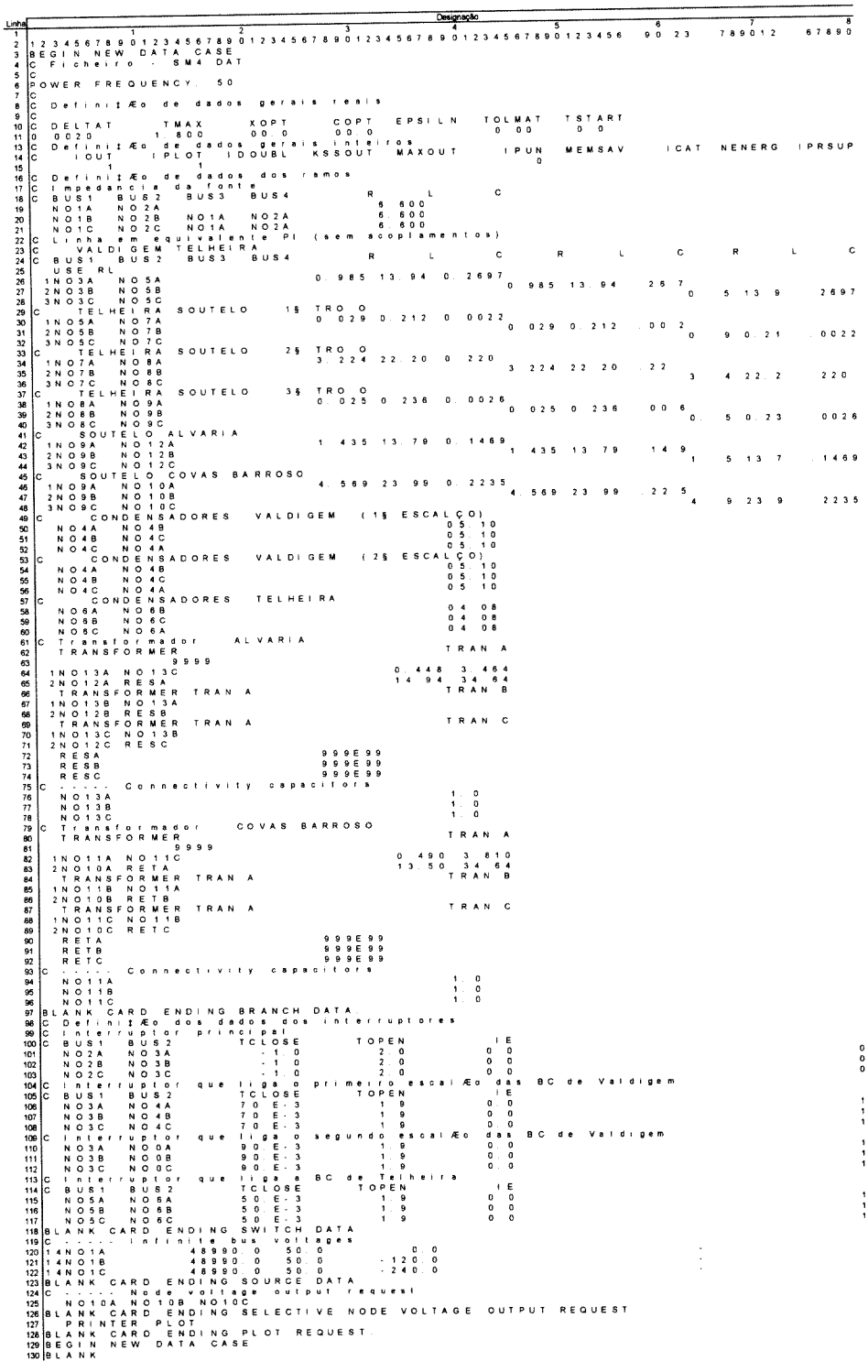
```
Linha | Designação
      |         1         2         3         4         5         6         7         8
      |1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012
    1 |1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 0 1 2 3 4 5 6      2 3     7 8 9 0 1 2      6 7 8 9 0
    2 |BEGIN NEW DATA CASE
    3 |C Ficheiro - SM2.DAT
    4 |C
    5 |POWER FREQUENCY, 50
    6 |C
    7 |C Definição de dados gerais reais
    8 |C
    9 |C DELTAT       TMAX       XOPT       COPT      EPSILN     TOLMAT     TSTART
   10 |0.0020        1.800       60.0       60.0                  0.00        0.0
   11 |C
   12 |C Definição de dados gerais inteiros
   13 |C
   14 |C     IOUT      IPLOT     IDOUBL    KSSOUT    MAXOUT      IPUN     MEMSAV      ICAT     NENERG     IPRSUP
   15 |                   1          1                                0
   16 |C
   17 |C Definição de dados dos ramos
   18 |C
   19 |C Impedancia da fonte
   20 |C
   21 |C BUS1    BUS2    BUS3    BUS4           R           L           C
   22 |   NO1A    NO2A                        6.600
   23 |   NO1B    NO2B    NO1A    NO2A        6.600
   24 |   NO1C    NO2C    NO1A    NO2A        6.600
   25 |C
   26 |C Linha em equivalente PI (sem acoplamentos)
   27 |C
   28 |C     VALDIGEM TELHEIRA
   29 |C BUS1    BUS2    BUS3    BUS4           R           L           C           R           L           C
   30 |  USE RL
   31 |1NO3A    NO5A                        0.985      13.94      0.2697
   32 |2NO3B    NO5B                                                        0.985      13.94       .7
   33 |3NO3C    NO5C                                                                              0.5      13.9      .2697
   34 |C
   35 |C     TELHEIRA SOUTELO     1§ TRO O
   36 |1NO5A    NO7A                        0.029      0.212      0.0022
   37 |2NO5B    NO7B                                                        0.029      0.212       .2
   38 |3NO5C    NO7C                                                                              0.9      0.21      .0022
   39 |C
   40 |C     TELHEIRA SOUTELO     2§ TRO O
   41 |1NO7A    NO8A                        3.224      22.20      0.220
   42 |2NO7B    NO8B                                                        3.224      22.20
   43 |3NO7C    NO8C                                                                              3.4      22.2      .220
   44 |C
   45 |C     TELHEIRA SOUTELO     3§ TRO O
   46 |1NO8A    NO9A                        0.025      0.236      0.0026
   47 |2NO8B    NO9B                                                        0.025      0.236       .6
   48 |3NO8C    NO9C                                                                              0.5      0.23      .0026
   49 |C
   50 |C     SOUTELO ALVARIA
   51 |1NO9A    NO12A                       1.435      13.79      0.1469
   52 |2NO9B    NO12B                                                       1.435      13.79       .9
   53 |3NO9C    NO12C                                                                             1.5      13.7      .1469
   54 |C
   55 |C     SOUTELO COVAS BARROSO
   56 |1NO9A    NO10A                       4.569      23.99      0.2235
   57 |2NO9B    NO10B                                                       4.589      23.99       .5
   58 |3NO9C    NO10C                                                                             4.9      23.9      .2235
   59 |C
   60 |C       CONDENSADORES   TELHEIRA
   61 |  NO6A    NO6B                                                                          04.08
   62 |  NO6B    NO6C                                                                          04.08
   63 |  NO6C    NO6A                                                                          04.08
   64 |C
   65 |C Transformador     ALVARIA
   66 |  TRANSFORMER                                                                           TRAN A
   67 |            9999
   68 |1NO13A   NO13C                                                                  0.448      3.464
   69 |2NO12A   RESA                                                                   14.94      34.64
   70 |  TRANSFORMER  TRAN A                                                                   TRAN B
   71 |1NO13B   NO13A
   72 |2NO12B   RESB
   73 |  TRANSFORMER  TRAN A                                                                   TRAN C
   74 |1NO13C   NO13B
   75 |2NO12C   RESC
   76 |  RESA                                  999E99
   77 |  RESB                                  999E99
   78 |  RESC                                  999E99
   79 |C ----- Connectivity capacitors
   80 |  NO13A                                                                         1.0
   81 |  NO13B                                                                         1.0
   82 |  NO13C                                                                         1.0
   83 |C
   84 |C Transformador     COVAS BARROSO
   85 |  TRANSFORMER                                                                           TRAN A
   86 |            9999
   87 |1NO11A   NO11C                                                                  0.490      3.810
   88 |2NO10A   RETA                                                                   13.50      34.64
   89 |  TRANSFORMER  TRAN A                                                                   TRAN B
   90 |1NO11B   NO11A
   91 |2NO10B   RETB                                                                           TRAN C
   92 |  TRANSFORMER  TRAN A
   93 |1NO11C   NO11B
   94 |2NO10C   RETC
   95 |  RETA                                  999E99
   96 |  RETB                                  999E99
   97 |  RETC                                  999E99
   98 |C ----- Connectivity capacitors
   99 |  NO11A                                                                         1.0
  100 |  NO11B                                                                         1.0
  101 |  NO11C                                                                         1.0
  102 |BLANK CARD ENDING BRANCH DATA.
  103 |C
  104 |C Definição dos dados dos interruptores
  105 |C Interruptor principal
  106 |C BUS1    BUS2          TCLOSE        TOPEN          IE
  107 |  NO2A    NO3A           -1.0          2.0          0.0                                                    0
  108 |  NO2B    NO3B           -1.0          2.0          0.0                                                    0
  109 |  NO2C    NO3C           -1.0          2.0          0.0                                                    0
  110 |C
  111 |C Interruptor que liga a BC de Telheira
  112 |C BUS1    BUS2          TCLOSE        TOPEN          IE
  113 |  NO5A    NO6A          50.E-3          1.9          0.0                                                    1
  114 |  NO5B    NO6B          50.E-3          1.9          0.0                                                    1
  115 |  NO5C    NO6C          50.E-3          1.9          0.0                                                    1
  116 |BLANK CARD ENDING SWITCH DATA.
  117 |C ----- Infinite bus voltages
  118 |14NO1A           48990.0    50.0          0.0                                                  .  .
  119 |14NO1B           48990.0    50.0       -120.0                                                  .  .
  120 |14NO1C           48990.0    50.0       -240.0                                                  .  .
  121 |BLANK CARD ENDING SOURCE DATA.
  122 |C ----- Node voltage output request
  123 |  NO10A  NO10B  NO10C
  124 |BLANK CARD ENDING SELECTIVE NODE VOLTAGE OUTPUT REQUEST.
  125 |  PRINTER PLOT
  126 |BLANK CARD ENDING PLOT REQUEST.
  127 |BEGIN NEW DATA CASE
  128 |BLANK
```

Figura 7.3 - *Algoritmo de entrada de dados da "simulação 2"*



```
Linha
                                                                  Designação
                1         2         3         4         5         6         7         8
1
2   12345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
3   BEGIN NEW DATA CASE
4   C Ficheiro - SM3.DAT
5   C
6   POWER FREQUENCY.  50
7   C
8   C  Definição de dados gerais reais
9   C
10  C  DELTAT       TMAX       XOPT       COPT      EPSILN     TOLMAT     TSTART
11  0.0020        1.800       0.0        0.0        0.0        0.00       0.0
12  C
13  C  Definição de dados gerais inteiros
14  C
15  C     IOUT     IPLOT    IDOUBL    KSSOUT    MAXOUT      IPUN     MEMSAV     ICAT    NENERG    IPRSUP
16                   1         1                                0
17  C
18  C  Definição de dados dos ramos
19  C  Impedancia da fonte
20  C  BUS1      BUS2      BUS3      BUS4           R          L          C
21     NO1A      NO2A                               6.600
22     NO1B      NO2B      NO1A      NO2A           6.600
23     NO1C      NO2C      NO1A      NO2A           6.600
24  C
25  C  Linha em equivalente PI (sem acoplamentos)
26  C     VALDIGEM TELHEIRA
27  C  BUS1      BUS2      BUS3      BUS4           R          L          C          R          L          C
28     USE RL
29     1NO3A     NO5A                          0.985     13.94     0.2697
30     2NO3B     NO5B                                                          0.985     13.94     0.2697
31     3NO3C     NO5C                                                                                      7
32  C     TELHEIRA  SOUTELO     1§  TRO O                                                                   0.5     13.9      .2697
33     1NO5A     NO7A                          0.029     0.212     0.0022
34     2NO5B     NO7B                                                          0.029     0.212     0.0022
35     3NO5C     NO7C                                                                                      2
36  C     TELHEIRA  SOUTELO     2§  TRO O                                                                   0.9     0.21      0022
37     1NO7A     NO8A                          3.224     22.20     0.220
38     2NO7B     NO8B                                                          3.224     22.20
39     3NO7C     NO8C                                                                                      3.4     22.2      .220
40  C     TELHEIRA  SOUTELO     3§  TRO O
41     1NO8A     NO9A                          0.025     0.236     0.0026
42     2NO8B     NO9B                                                          0.025     0.236
43     3NO8C     NO9C                                                                                      6
44  C     SOUTELO ALVARIA                                                                                   0.5     0.23      .0026
45     1NO9A     NO12A                         1.435     13.79     0.1469
46     2NO9B     NO12B                                                         1.435     13.79
47     3NO9C     NO12C                                                                                     9
48  C     SOUTELO COVAS BARROSO                                                                             1.5     13.7      1469
49     1NO9A     NO10A                         4.569     23.99     0.2235
50     2NO9B     NO10B                                                         4.569     23.99
51     3NO9C     NO10C                                                                                     5
52  C     CONDENSADORES   VALDIGEM                                                                          4.9     23.9      2235
53     NO4A      NO4B                                        10.21
54     NO4B      NO4C                                        10.21
55     NO4C      NO4A                                        10.21
56  C     CONDENSADORES   TELHEIRA
57     NO6A      NO6B                                        04.08
58     NO6B      NO6C                                        04.08
59     NO6C      NO6A                                        04.08
60  C
61  C  Transformador     ALVARIA
62     TRANSFORMER                                          TRAN A
63                  9999
64     1NO13A    NO13C                               0.448     3.464
65     2NO12A    RESA                                14.94     34.64
66        TRANSFORMER  TRAN A                                TRAN B
67     1NO13B    NO13A
68     2NO12B    RESB
69        TRANSFORMER  TRAN A                                TRAN C
70     1NO13C    NO13B
71     2NO12C    RESC
72        RESA                          999E99
73        RESB                          999E99
74        RESC                          999E99
75  C  ------ Connectivity capacitors
76     NO13A                                          1.0
77     NO13B                                          1.0
78     NO13C                                          1.0
79  C
80  C  Transformador     COVAS BARROSO
81     TRANSFORMER                                          TRAN A
82                  9999
83     1NO11A    NO11C                               0.490     3.810
84     2NO10A    RETA                                13.50     34.64
85        TRANSFORMER  TRAN A                                TRAN B
86     1NO11B    NO11A
87     2NO10B    RETB
88        TRANSFORMER  TRAN A                                TRAN C
89     1NO11C    NO11B
90     2NO10C    RETC
91        RETA                          999E99
92        RETB                          999E99
93        RETC                          999E99
94  C  ------ Connectivity capacitors
95     NO11A                                          1.0
96     NO11B                                          1.0
97     NO11C                                          1.0
98  BLANK CARD ENDING BRANCH DATA
99  C  Definição dos dados dos interruptores
100 C  Interruptor principal
101 C  BUS1      BUS2          TCLOSE        TOPEN          IE
102    NO2A      NO3A           -1.0          2.0           0.0                                              0
103    NO2B      NO3B           -1.0          2.0           0.0                                              0
104    NO2C      NO3C           -1.0          2.0           0.0                                              0
105 C
106 C  Interruptor que liga a BC de Valdigem
107 C  BUS1      BUS2          TCLOSE        TOPEN          IE
108    NO3A      NO4A           90.E-3        1.9           0.0                                              1
109    NO3B      NO4B           90.E-3        1.9           0.0                                              1
110    NO3C      NO4C           90.E-3        1.9           0.0                                              1
111 C
112 C  Interruptor que liga a BC de Telheira
113 C  BUS1      BUS2          TCLOSE        TOPEN          IE
114    NO5A      NO6A           50.E-3        1.9           0.0                                              1
115    NO5B      NO6B           50.E-3        1.9           0.0                                              1
116    NO5C      NO6C           50.E-3        1.9           0.0                                              1
117 BLANK CARD ENDING SWITCH DATA
118 C  ------ Infinite bus voltages
119    14NO1A          48990.0     50.0          0.0
120    14NO1B          48990.0     50.0       -120.0
121    14NO1C          48990.0     50.0       -240.0
122 BLANK CARD ENDING SOURCE DATA
123 C  ------ Node voltage output request
124    NO10A NO10B NO10C
125 BLANK CARD ENDING SELECTIVE NODE VOLTAGE OUTPUT REQUEST
126    PRINTER PLOT
127 BLANK CARD ENDING PLOT REQUEST
128 BEGIN NEW DATA CASE
129 BLANK
130
```

Figura 7.4 - *Algoritmo de entrada de dados da "simulação 3"*



```
Linha  Designação
1      1         2         3         4         5         6         7         8
2      12345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678
3      BEGIN NEW DATA CASE
4      C Ficheiro - SM4.DAT
5      C
6      POWER FREQUENCY  50.
7      C
8      C Definiçăo de dados gerais reais
9      C
10     C  DELTAT      TMAX      XOPT      COPT    EPSILN    TOLMAT    TSTART
11     0  .0020     1.800      00.0      00.0                 0.00       0.0
12     C Definiçăo de dados gerais inteiros
13     C     IOUT     IPLOT    IDOUBL    KSSOUT    MAXOUT      IPUN    MEMSAV      ICAT    NENERG    IPRSUP
14     C                                                          0
15     C        1         1
16     C Definiçăo de dados dos ramos
17     C impedancia da fonte
18     C BUS1      BUS2      BUS3      BUS4              R         L         C
19     -1NO1A     NO2A                                6.600
20     -1NO1B     NO2B      NO1A      NO2A              6.600
21     -1NO1C     NO2C      NO1A      NO2A              6.600
22     C Linha em equivalente PI (sem acoplamentos)
23     C    VALDIGEM TELHEIRA
24     C BUS1      BUS2      BUS3      BUS4              R         L         C         R         L         C         R         L         C
25     -1USE      RL
26     -1NO3A     NO5A                                0.985    13.94   0.2697
27     -2NO3B     NO5B                                                          0.985    13.94    26.7
28     -3NO3C     NO5C                                                                                  0.5    13.9    .2697
29     C     TELHEIRA  SOUTELO     1§ TRO.O
30     -1NO5A     NO7A                                0.029   0.212   0.0022
31     -2NO5B     NO7B                                                          0.029   0.212   .002
32     -3NO5C     NO7C                                                                                  0.9    0.21    .0022
33     C     TELHEIRA  SOUTELO     2§ TRO.O
34     -1NO7A     NO8A                                3.224   22.20   0.220
35     -2NO7B     NO8B                                                          3.224   22.20   .22
36     -3NO7C     NO8C                                                                                  3.4    22.2    .220
37     C     TELHEIRA  SOUTELO     3§ TRO.O
38     -1NO8A     NO9A                                0.025   0.236   0.0026
39     -2NO8B     NO9B                                                          0.025   0.236   .006
40     -3NO8C     NO9C                                                                                  0.5    0.23    .0026
41     C     SOUTELO ALVARIA
42     -1NO9A     NO12A                               1.435   13.79   0.1469
43     -2NO9B     NO12B                                                         1.435   13.79   14.9
44     -3NO9C     NO12C                                                                                 1.5    13.7    .1469
45     C     SOUTELO COVAS BARROSO
46     -1NO9A     NO10A                               4.569   23.99   0.2235
47     -2NO9B     NO10B                                                         4.569   23.99   .225
48     -3NO9C     NO10C                                                                                 4.9    23.9    .2235
49     C        CONDENSADORES   VALDIGEM   (1§ ESCALÇO)
50       NO4A     NO4B                                                                    0.5    1.0
51       NO4B     NO4C                                                                    0.5    1.0
52       NO4C     NO4A                                                                    0.5    1.0
53     C        CONDENSADORES   VALDIGEM   (2§ ESCALÇO)
54       NO4A     NO4B                                                                    0.5    1.0
55       NO4B     NO4C                                                                    0.5    1.0
56       NO4C     NO4A                                                                    0.5    1.0
57     C        CONDENSADORES   TELHEIRA
58       NO6A     NO6B                                                                    0.4    0.8
59       NO6B     NO6C                                                                    0.4    0.8
60       NO6C     NO6A                                                                    0.4    0.8
61     C Transformador     ALVARIA
62       TRANSFORMER                                                                     TRAN.A
63                 9999
64     -1NO13A    NO13C                                                        0.448    3.464
65     -2NO12A    RESA                                                         14.94    34.64
66       TRANSFORMER  TRAN.A                                                             TRAN.B
67     -1NO13B    NO13A
68     -2NO12B    RESB
69       TRANSFORMER  TRAN.A                                                             TRAN.C
70     -1NO13C    NO13B
71     -2NO12C    RESC
72       RESA                                    999E99
73       RESB                                    999E99
74       RESC                                    999E99
75     C ----- Connectivity capacitors
76       NO13A                                                                           1.0
77       NO13B                                                                           1.0
78       NO13C                                                                           1.0
79     C Transformador     COVAS BARROSO
80       TRANSFORMER                                                                     TRAN.A
81                 9999
82     -1NO11A    NO11C                                                        0.490    3.810
83     -2NO10A    RETA                                                         13.50    34.64
84       TRANSFORMER  TRAN.A                                                             TRAN.B
85     -1NO11B    NO11A
86     -2NO10B    RETB
87       TRANSFORMER  TRAN.A                                                             TRAN.C
88     -1NO11C    NO11B
89     -2NO10C    RETC
90       RETA                                    999E99
91       RETB                                    999E99
92       RETC                                    999E99
93     C ----- Connectivity capacitors
94       NO11A                                                                           1.0
95       NO11B                                                                           1.0
96       NO11C                                                                           1.0
97     BLANK CARD ENDING BRANCH DATA
98     C Definiçăo dos dados dos interruptores
99     C interruptor principal
100    C BUS1      BUS2                TCLOSE              TOPEN                 IE
101      NO2A     NO3A                 -1.0                2.0                 0.0                                                    0
102      NO2B     NO3B                 -1.0                2.0                 0.0                                                    0
103      NO2C     NO3C                 -1.0                2.0                 0.0                                                    0
104    C interruptor que liga o primeiro escalÆo das BC de Valdigem
105    C BUS1      BUS2                TCLOSE              TOPEN                 IE
106      NO3A     NO4A                 70.E-3              1.9                 0.0                                                    1
107      NO3B     NO4B                 70.E-3              1.9                 0.0                                                    1
108      NO3C     NO4C                 70.E-3              1.9                 0.0                                                    1
109    C interruptor que liga o segundo escalÆo das BC de Valdigem
110      NO3A     NO0A                 90.E-3              1.9                 0.0                                                    1
111      NO3B     NO0B                 90.E-3              1.9                 0.0                                                    1
112      NO3C     NO0C                 90.E-3              1.9                 0.0                                                    1
113    C interruptor que liga a BC de Telheira
114    C BUS1      BUS2                TCLOSE              TOPEN                 IE
115      NO5A     NO6A                 50.E-3              1.9                 0.0                                                    1
116      NO5B     NO6B                 50.E-3              1.9                 0.0                                                    1
117      NO5C     NO6C                 50.E-3              1.9                 0.0                                                    1
118    BLANK CARD ENDING SWITCH DATA
119    C ----- Infinite bus voltages
120    14NO1A              48990.0     50.0                  0.0
121    14NO1B              48990.0     50.0               -120.0
122    14NO1C              48990.0     50.0               -240.0
123    BLANK CARD ENDING SOURCE DATA
124    C ----- Node voltage output request
125      NO10A NO10B NO10C
126    BLANK CARD ENDING SELECTIVE NODE VOLTAGE OUTPUT REQUEST
127      PRINTER PLOT
128    BLANK CARD ENDING PLOT REQUEST
129    BEGIN NEW DATA CASE
130    BLANK
```

Figura 7.5 - *Algoritmo de entrada de dados da "simulação 4"*

CAPÍTULO 8

RESULTADOS

8. RESULTADOS

8.1 INTRODUÇÃO

Os resultados das simulações referidas no capítulo anterior são colocados em ficheiros de saída que são apresentados em anexo. São ficheiros de texto com 130 caracteres por linha e que se podem caracterizar sucintamente da forma seguinte:

- a parte inicial do ficheiro de saída de dados é constituída por duas colunas. Na coluna da esquerda, com o título "*Descriptive interpretation of input data cards*" é efectuada uma análise aos dados de entrada, que estão colocados na coluna da direita. A verificação desta parte da listagem é importante nos casos em que a simulação aborta, permitindo que seja possível determinar a causa de tal facto;
- a segunda parte é constituída pela impressão dos resultados seleccionados com intervalos de tempo de 2 ms podendo-se referir como factos importantes o fecho dos diversos disjuntores que provocam a entrada em serviço das diferentes baterias de condensadores;
- por fim, as listagens terminam com uma análise do tempo gasto na simulação.

No presente caso, para tornar mais fácil a manipulação dos dados, o ficheiro de dados foi convertido em campos, utilizando a opção "*Dados-Texto para colunas*" do Excel.

8.2 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Todos os resultados seleccionados (valor das tensões) das simulações estão referidos ao nó 10 da rede da figura 7.1 (rede em estudo), ou seja, ao ponto de ligação do produtor independente de Covas do Barroso à rede. Tal facto resulta da experiência de exploração da *EN* mostra que é nesse ponto que se verificam os maiores problemas relacionados com o disparo da protecção de máximo de tensão e que provoca a colocação fora de serviço do referido produtor independente.

8.2.1 "SIMULAÇÃO 1"

A "simulação 1" pretende mostrar que o sistema de tensões da rede, mais propriamente no nó de ligação do produtor independente de Covas de Barroso, antes da entrada em serviço de qualquer uma das baterias de condensadores para compensação de energia reactiva é estável, equilibrado e sinusoidal. Pela análise da figura 8.1 podemos verificar que, como era de esperar, esses requisitos são verificados. Pode-se adiantar, por verificação do Anexo B - Resultados da "simulação 1", que o valor da tensão é sensivelmente da ordem dos 49 153 V (1 p.u. = $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ x 60 000 $\approx$ 48 990 V).



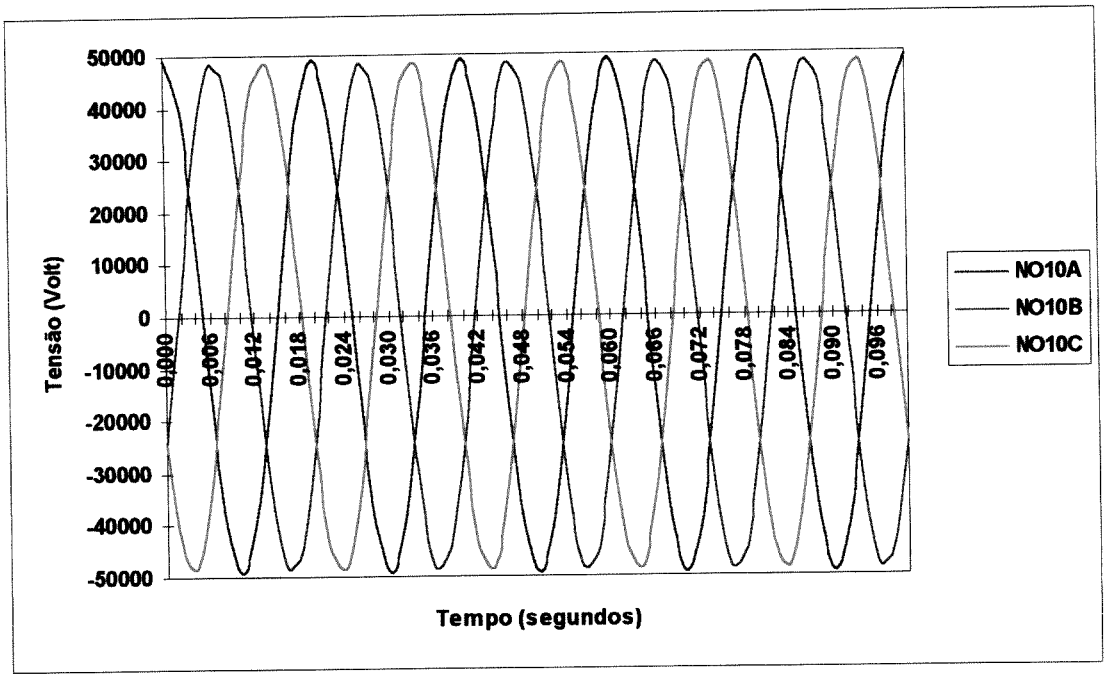


Figura 8.1 - ***Evolução da tensão nas três fases do nó 10 (nó de ligação do produtor independente de Covas do Barroso à rede) com as baterias de condensadores fora de serviço (intervalo de 0 a 0,1 s)***

8.2.2 "SIMULAÇÃO 2"

A "simulação 2" mostra os efeitos causados pela entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Telheira. Na figura 8.2 pode-se verificar, que no instante em que a bateria de condensadores entra em serviço (instante t = 0,05 s), se dá o aparecimento de sobretensões nas três fases.

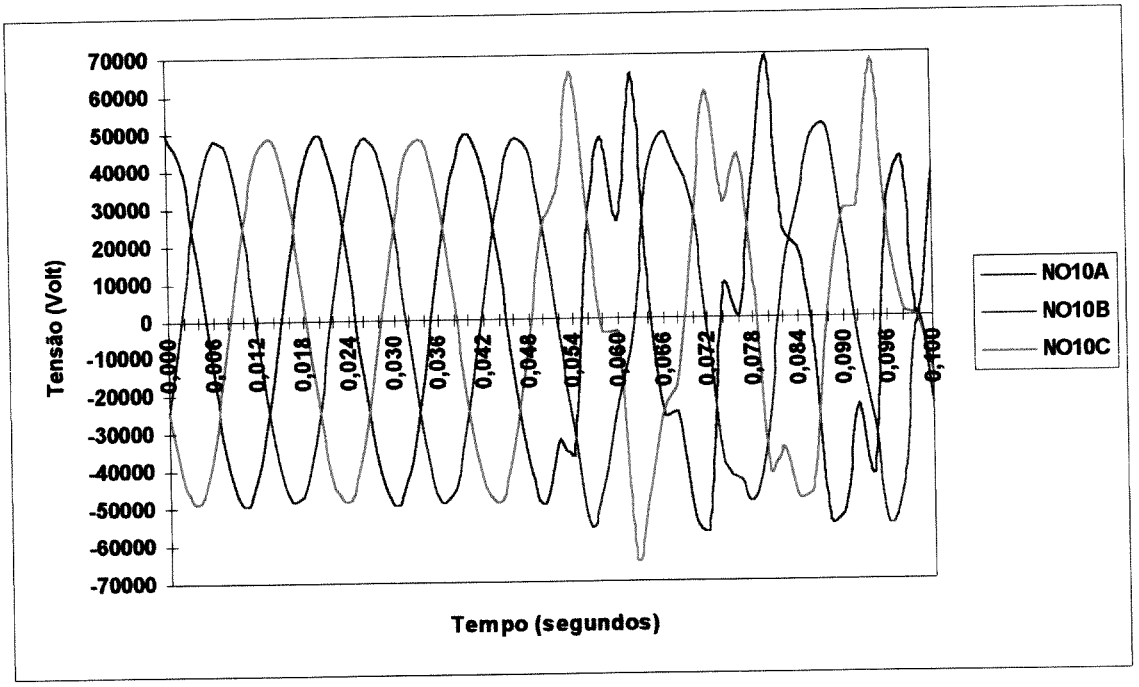


Figura 8.2 - ***Evolução da tensão nas três fases do nó 10 com a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Telheira (intervalo de 0 a 0,1 s)***

A figura 8.3 apresenta-nos um panorama da evolução do fenómeno até ao instante t = 0,2 s, nesse período ocorre o maior valor da sobretensão, isto é, cerca de 69 279 V no instante t = 0,080 s (Anexo C - Resultados da "simulação 2"), valor que é 1,41 vezes maior que o valor da tensão obtido na "simulação 1" para o regime permanente de funcionamento normal da rede.

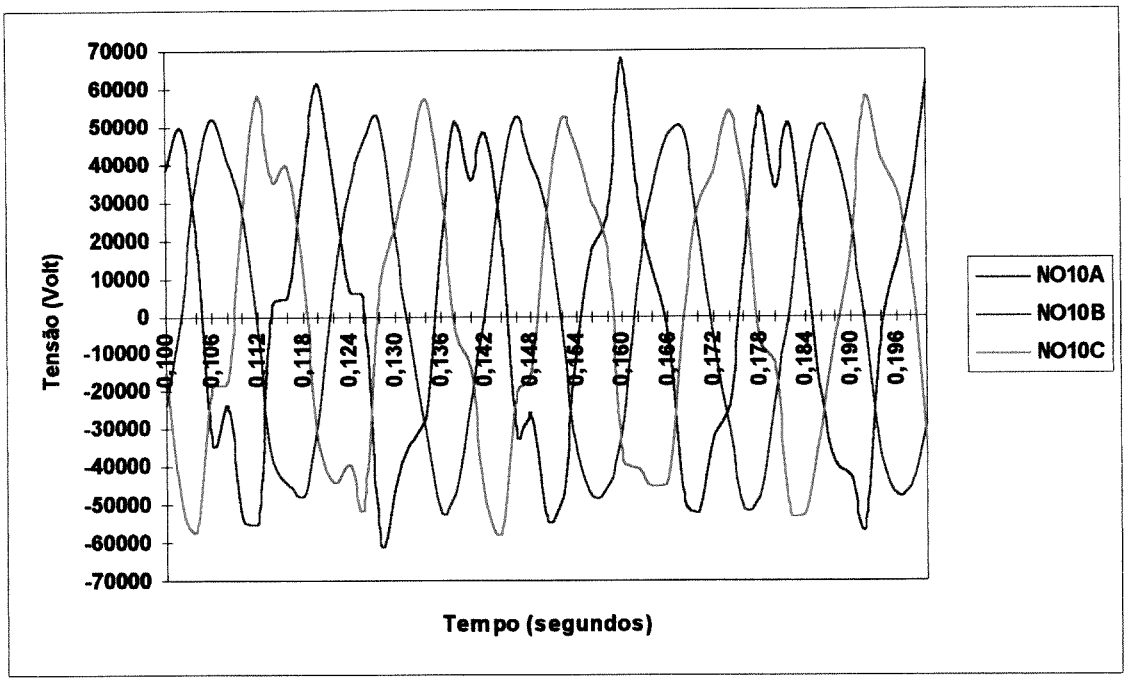


Figura 8.3 - ***Perturbação na tensão das três fases do nó 10 após a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Telheira (intervalo de 0,1 a 0,2 s)***

Como seria de esperar, com o decorrer do tempo dá-se o clássico fenómeno de amortecimento da sobretensão e a regeneração da tensão nas três fases (figura 8.4) voltando para valores semelhantes aos obtidos na "simulação 1", ou seja, o fenómeno transitório em causa tende a desaparecer ao fim de aproximadamente 2 s.

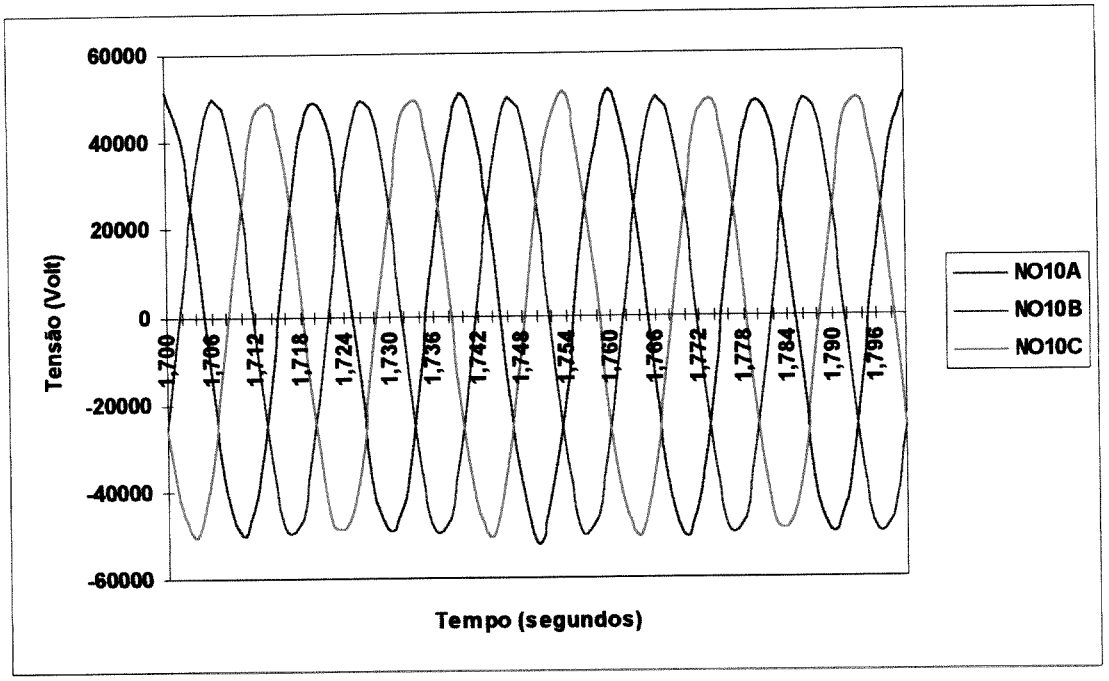


Figura 8.4 - ***Regeneração da tensão nas três fases do nó 10 após a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Telheira (intervalo de 1,7 a 1,8 s)***

8.2.3 "SIMULAÇÃO 3"

A "simulação 3" difere da "simulação 2" pelo facto de após a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Telheira (instante t = 0,05 s) se inserir a bateria de condensadores da subestação de Valdigem (instante t = 0,09 s). Desta forma é possível efectuar uma análise das consequências resultantes igualmente da utilização da bateria de condensadores de Valdigem. A figura 8.5 mostra o aparecimento de sobretensões causadas pela entrada em serviço das baterias de condensadores de Telheira e de Valdigem respectivamente.

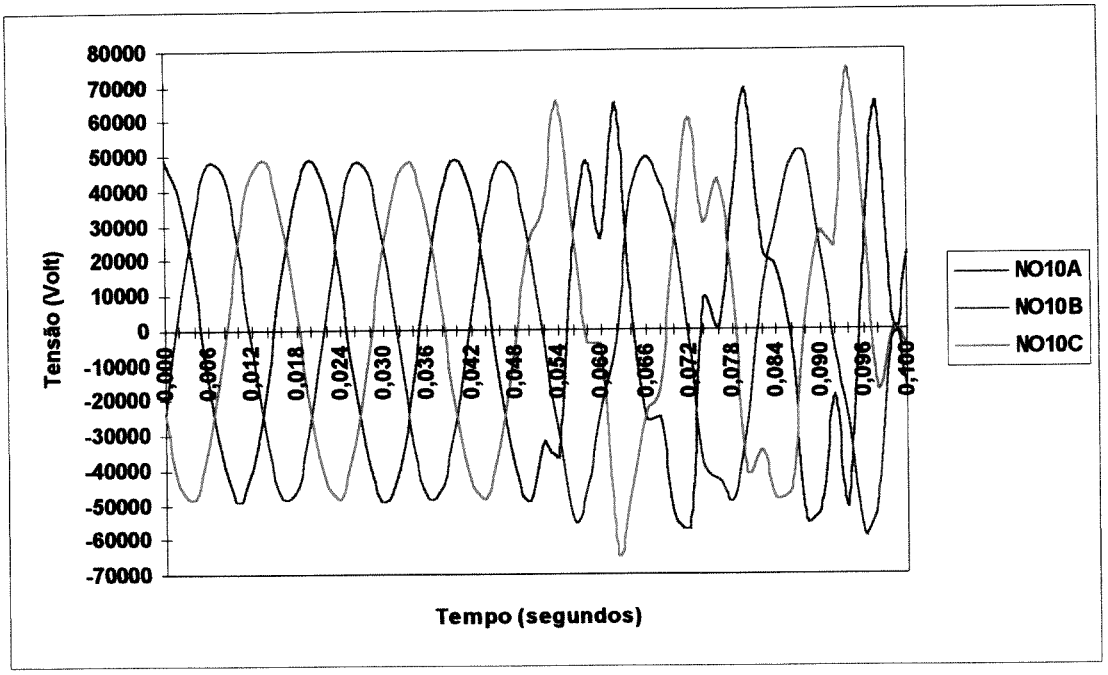


Figura 8.5 - ***Evolução da tensão nas três fases do nó 10 com a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Valdigem após a entrada da bateria de condensadores da subestação de Telheira (intervalo de 0 a 0,1 s)***

Nesta simulação pode-se verificar (figura 8.6) que houve um agravamento no valor da sobretensão registada relativamente aos valores obtidos para a situação da "simulação 2" (só a bateria de condensadores da subestação de Telheira estava em serviço). Assim, e por análise do Anexo D - Resultados da "simulação 3", verifica-se que o valor máximo de cerca de 83 900 V, ocorre no instante t = 0,15 s o que se traduz por um aumento de 1,71 vezes o valor da tensão obtido na "simulação 1", correspondente ao regime permanente (sobretensão de 1,71 p.u.).

Desde já, verifica-se que a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Valdigem provoca um significativo agravamento das sobretensões nas diversas fases da rede, passando a assumir valores que já não são admissíveis, devendo ser tomadas medidas para os reduzir.

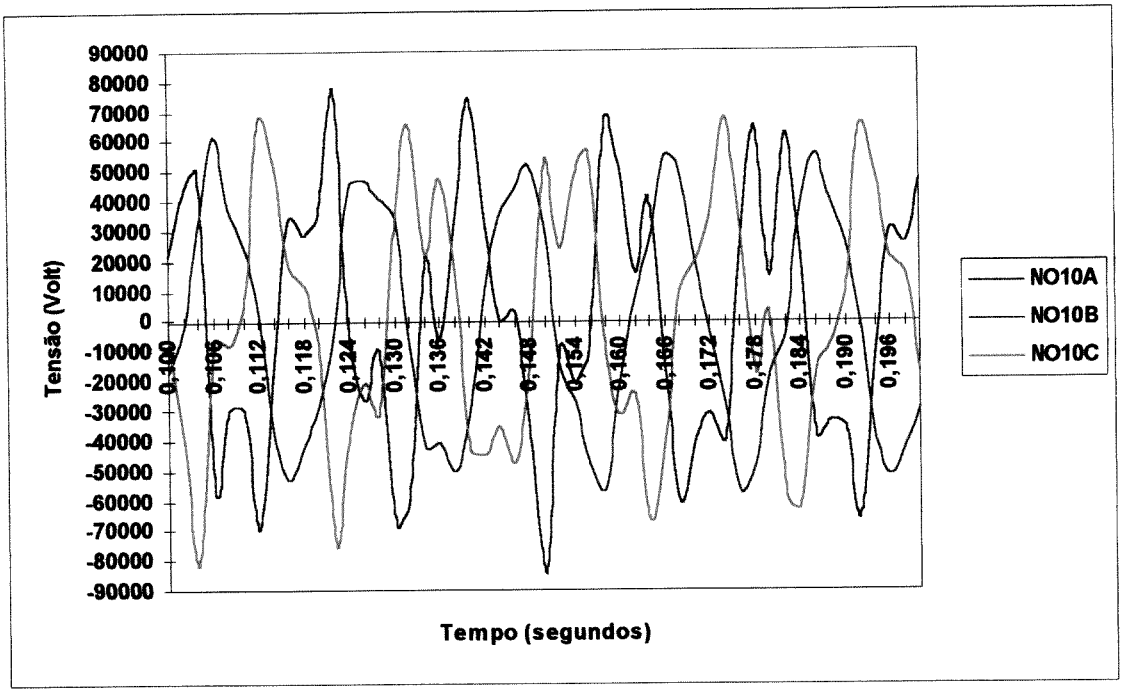


Figura 8.6 - ***Perturbação na tensão das três fases do nó 10 após a entrada em serviço das baterias de condensadores das subestações de Telheira e Valdigem (intervalo de 0,1 a 0,2 s)***

Como era de esperar, e à semelhança do que ocorreu na "simulação 2", o fenómeno transitório vai sendo atenuado com o decorrer do tempo, sendo atingido finalmente, no que se refere aos valores das tensões, a mesma ordem de grandeza que possuíam antes da entrada em serviço das baterias de condensadores. Este facto pode ser perfeitamente constatado pela análise da figura 8.7, correspondente ao intervalo de tempo de 1,7 s a 1,8 s.

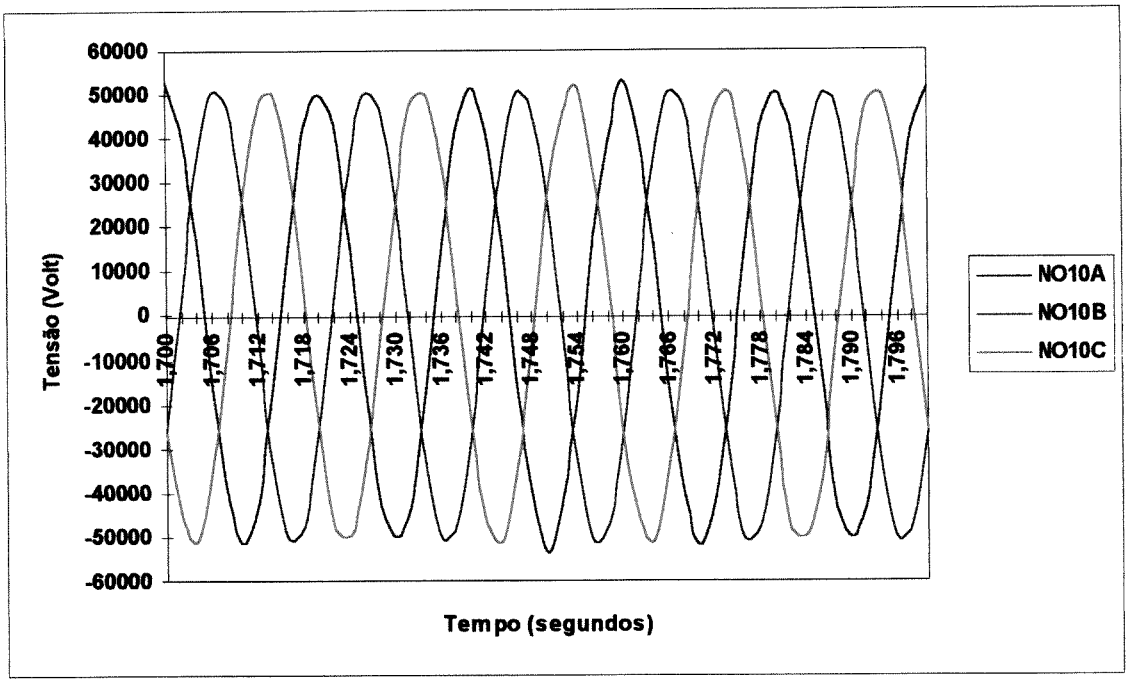


Figura 8.7 - ***Regeneração da tensão nas três fases do nó 10 após a entrada em serviço das baterias de condensadores das subestações de Telheira e Valdigem (intervalo de 1,7 a 1,8 s)***

8.2.4 "SIMULAÇÃO 4"

Como foi dito no capítulo anterior, a "simulação 4" pretende ser uma hipótese da solução real para o problema, passível de ser implementada, por forma a resolver, pelo menos parcialmente o problema. A resolução do problema na totalidade pode não ser possível ou ser claramente anti-económico, pelo que se procurou antes atenuar de forma sensível os valores das sobretensões causadas pela entrada das baterias de condensadores da subestação de Valdigem.

Assim, e na figura 8.8, podemos observar a o aparecimento de sobretensões aquando da ligação da bateria de condensadores de Telheira (instante t = 0,05 s), e dos dois escalões da bateria de condensadores da subestação de

Valdigem (instante t = 0,07 s e t = 0,09 s respectivamente para o primeiro e segundo escalão).

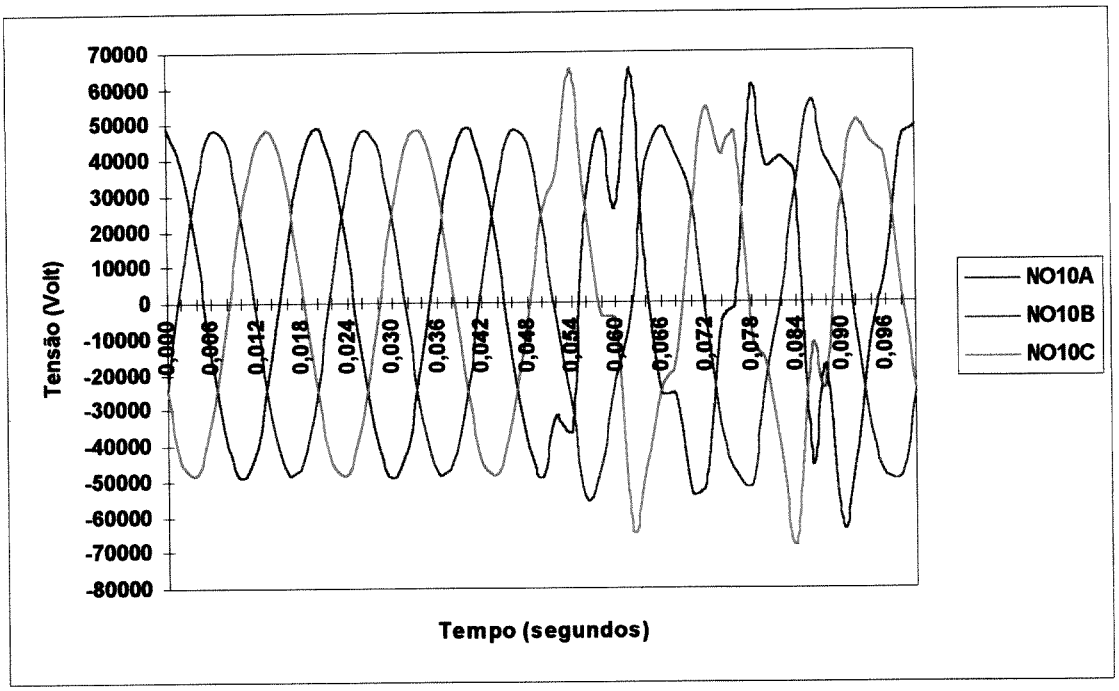


Figura 8.8 - ***Evolução da tensão nas três fases do nó 10 com a entrada (desfasada) em serviço dos dois escalões da bateria de condensadores da subestação de Valdigem após a entrada da bateria de condensadores da subestação de Telheira (intervalo de 0 a 0,1 s)***

Nesta solução particular para o problema, podemos verificar que houve uma redução do valor das sobretensões obtidas (Anexo E - Resultados da "simulação 4"), registando-se o valor máximo de cerca de 71 581 V e ocorre no instante t = 0,21 s o que corresponde a um valor de 1,45 vezes o obtido na "simulação 1" (sem qualquer bateria de condensadores em serviço), aproximadamente igual a $\sqrt{2}$. Estes valores são da mesma ordem de grandeza dos obtidos na "simulação 2", ou seja, quando só era inserida a bateria de condensadores da subestação de Telheira. Consegue-se assim uma situação bastante menos gravosa para a rede.

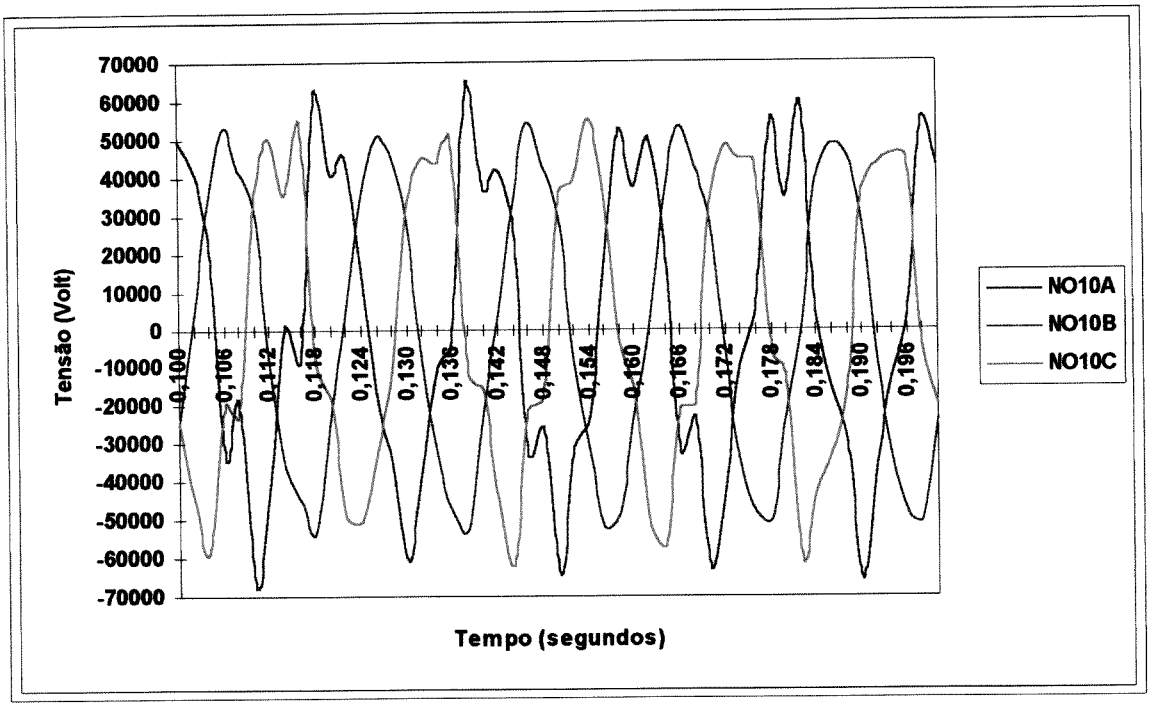


Figura 8.9 - ***Perturbação na tensão das três fases do nó 10 após a entrada em serviço da bateria de condensadores da subestação de Telheira e dos dois escalões da bateria de condensadores da subestação de Valdigem (intervalo de 0,1 a 0,2 s)***

Mais uma vez, e à semelhança do que ocorreu nas simulações 2 e 3, dá-se a atenuação do fenómeno com o decorrer do tempo, sendo atingido ao fim de cerca de 2 s, para os valores das tensões, a mesma ordem de grandeza que possuíam antes da entrada em serviço das baterias de condensadores. Este facto pode ser constatado pela análise da figura 8.10.

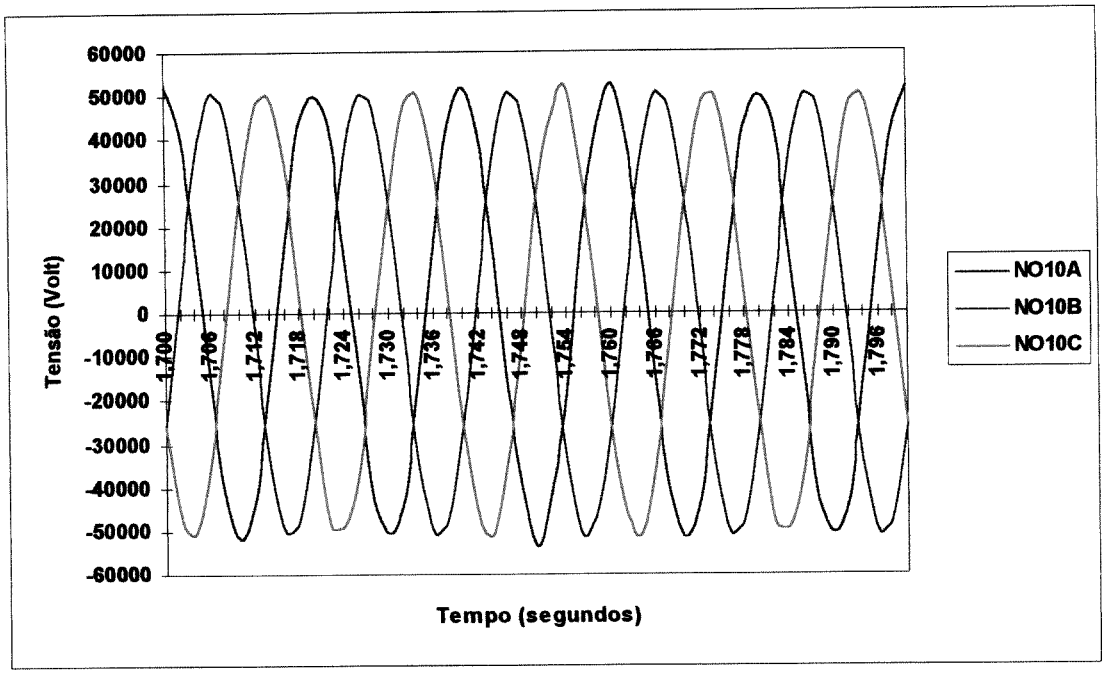


Figura 8.10 - ***Regeneração da tensão nas três fases do nó 10 após a entrada em serviço das baterias de condensadores das subestações de Telheira e Valdigem (intervalo de 1,7 a 1,8 s)***

CAPÍTULO 9

CONCLUSÕES

9. CONCLUSÕES

9.1 INTRODUÇÃO

Ao finalizar este trabalho importa realizar um balanço daquilo que foi realizado evidenciando as principais conclusões obtidas e identificando possíveis temas que podem justificadamente ser alvo de desenvolvimento futuro.

9.2 RESUMO DO TRABALHO DESENVOLVIDO

O presente trabalho tinha como objectivo genérico o estudo de um problema real ocorrido num determinado troço da rede eléctrica explorada pela *EN - Electricidade do Norte, S.A.* que consistia na actuação de um relé de máximo de tensão, o que provocava a colocação fora de serviço de uma instalação de produção independente.

Para além deste objectivo genérico, pretendeu-se atingir objectivos de índole mais geral no âmbito do estudo das sobretensões em SEE, nomeadamente:

- estudo de ferramentas para a simulação de transitórios electromagnéticos com ênfase particular no que se refere ao estudo do programa *EMTP/ATP* e respectivos modelos eléctricos;

- problemas técnicos relativos à ligação à rede de produção independente de energia eléctrica;

9.3 CONCLUSÕES DO TRABALHO DESENVOLVIDO

9.3.1 FERRAMENTAS PARA A SIMULAÇÃO DE TRANSITÓRIOS

Do estudo das ferramentas para simulação de transitórios em sistemas eléctricos é notório que a tendência actual (o que não invalida a utilização de outras ferramentas) está nos simuladores digitais devido às suas capacidades, velocidade de processamento, baixo custo de utilização e inexistência de grandes limitações para modelização dos componentes. Em contraste com o que sucede com os simuladores digitais, temos, por um lado, os modelos em escala reduzida de limitada aplicação dadas as dificuldades de realização física de miniaturas dos equipamentos eléctricos, e por outro, os simuladores analógicos que, muito embora, tendo evoluído bastante para manter a sua competitividade continuam a possuir um elevado custo de utilização. É de salientar que havendo diferenças entre as diversas ferramentas, de uma forma geral, os resultados obtidos, designadamente apresentam uma precisão suficiente para os estudos de sobretensões e de coordenação de isolamento.

9.3.2 ESTUDO DO PROGRAMA EMTP/ATP

Do estudo efectuado relativo ao programa *EMTP/ATP*, resulta a verificação da sua grande aceitação a nível mundial o que se deve à

filosofia que sempre norteou o seu desenvolvimento, ou seja, manter o acesso ao programa livre de custos a qualquer parte interessada e a sua total compatibilidade, através de versões especificas, para diversos tipos de computadores.

O acesso ao *ATP* e sua documentação somente é permitido aqueles que assinem o termo de compromisso, concordando com as condições de uso do programa, não havendo qualquer restrição ao tipo de utilizador, podendo ser um utilizador particular ou uma qualquer empresa.

O *ATP* é um programa digital para a simulação de fenómenos transitórios em redes eléctricas, considerado como o padrão entre os seus similares. É uma ferramenta essencial para a realização de estudos de engenharia de sistemas, estudos de sobretensões, estudos para análise de defeitos em equipamentos e estudos para estabelecimento de medidas correctivas, entre outros.

O *ATP* permite a simulação de redes polifásicas, com configurações arbitrárias, com formulação matemática baseada no método de *Bergeron* para elementos com parâmetros distribuídos e na regra da integração pelo método dos trapézios para circuitos de parâmetros concentrados. Como é um programa digital, não permite obter uma solução contínua no tempo, sendo calculados valores a intervalos de tempo discretos.

O programa *ATP* permite a representação de não-linearidades, elementos com parâmetros concentrados, elementos com parâmetros distribuídos, interruptores, transformadores, resistências, capacidades, etc..

A documentação do programa consiste basicamente de um manual (*ATP Rule Book*), onde estão todas as informações sobre os modelos disponíveis. O *ATP* compreende o programa principal e várias rotinas e/ou programas auxiliares.

No entanto, não gostaria de deixar de referir o facto do processo para se especificar os dados de entrada se ter revelado pouco amigável. Este facto está associado à necessidade de utilização de um ficheiro de texto em que os dados deverão ser incluídos em campos pré-definidos obrigando a uma atenção muito cuidada pelo utilizador. A saída de resultados também não é a mais adequada. Com efeito, os resultados são debitados para um ficheiro de texto obrigando a proceder à sua formatação adequada de modo a que seja possível o seu tratamento posterior.

9.3.3 PROBLEMAS RELATIVOS Á PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

Relativamente a este tema, constata-se que cada vez mais se adopta uma política de exploração dos recurso renováveis nomeadamente dos recursos hídricos tendo como objectivo diminuir a dependência relativamente aos produtos petrolíferos, no entanto, embora não sendo um processo poluente também não é pacifico quanto ao impacto ambiental. Assim, a utilização dos recursos renováveis tem vindo a ser progressivamente encorajado quer politicamente quer através de programas comunitários.

Em termos técnicos, existem alguns problemas, nomeadamente a regulação de tensão em redes de distribuição pública, aumento da potência de curto-

circuito na rede e ocorrência de transitórios quando os geradores entram ou são retirados de serviço.

No que concerne à regulação de tensão em MT poderá ser usada a regulação em carga convencional ou a regulação em "compound", em Portugal é utilizada a primeira técnica muito embora seja previsível, no futuro, alterar para a segunda técnica dado ser mais vantajosa para se obter uma melhor regulação da tensão. No entanto, os problemas surgem aquando da entrada ou saída de um produtor independente que se traduz por modificações nos perfis da tensão que podem não ser comportáveis para a rede receptora. No capítulo 2 foram enunciadas algumas soluções a adoptar para resolução destes problemas.

Um dos problemas focados da inclusão de instalações de produção independente na rede de MT é o aumento da potência de curto-circuito no ponto de interligação à rede receptora e nos nós vizinhos. Por este motivo é de extrema importância o estudo relativo à análise de curto-circuitos e coordenação das protecções da rede e da interligação. Em termos legais, por forma a evitar excessivas perturbações na rede, a potência aparente total a instalar num produtor independente não pode exceder 5% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação a redes de média, alta ou muito alta tensão, com um limite superior de 10 MVA. Esta imposição, embora lógica, traduz-se na prática, numa dificuldade na selecção do ponto de interligação. Do ponto de vista técnico, neste trabalho, foi adiantada como solução a ligação da instalação de produção independente ao barramento de MT da subestação ou mesmo ao barramento de AT.

A entrada ou a saída de serviço de um gerador assíncrono provoca a existência de um fenómeno transitório que origina alterações dos valores na tensão da rede. Por forma a reduzir a duração deste fenómeno transitório é importante que a sequência de operações adoptadas para o arranque e ligação do gerador assíncrono obedeça a alguns requisitos, como sejam:

1° arranque da máquina em vazio, até próximo da velocidade síncrona;
2° ligação da máquina à rede;
3° ligação das baterias de condensadores.

A saída de serviço do gerador assíncrono, tal como a sua entrada, necessita de alguns cuidados por forma a eliminar, neste caso, os riscos de auto-excitação pelo que deverá ser respeitada a seguinte sequência:

1° desligar as baterias de condensadores;
2° desligar a máquina da rede.

Neste caso as implicações resumem-se a um ligeiro abaixamento de tensão, durante um período muito curto.

9.3.4 ESTUDO DO CASO

A situação analisada corresponde a uma das várias possibilidades de aparecimento de perturbação na rede em consequência de sobretensões de

manobra, a qual se regista com alguma frequência. Como se pôde verificar os níveis de sobretensão atingidos são suficientemente altos para provocar a saída de serviço de algumas instalações, em particular, no caso presente, de centrais hídricas de produção independente. Impõe-se assim a adopção de medidas que possam reduzir ao máximo os valores daquelas sobretensões de modo a não provocar perturbações assinaláveis na rede.

No caso em estudo mostrou-se que a adopção de uma sequência escalonada de entrada em serviço das baterias de condensadores poderia contribuir para a diminuição dos efeitos das sobretensões de manobra registadas e, consequentemente, para um funcionamento mais satisfatório da rede em causa.

9.4 PROPOSTA DE TRABALHO FUTURO

As limitações de tempo inerentes a um trabalho deste tipo são impeditivas de estudos exaustivos e muito completos dos problemas abordados. Sendo assim, é óbvio que vários aspectos possam ser levados mais longe e explorados em trabalhos futuros.

No que segue deixam-se em aberto hipóteses de caminhos a explorar na área objecto de estudo. Assim seriam de considerar os seguintes aspectos:

- modelização mais fina da rede em causa, inserindo os geradores dos produtores independentes bem como a consideração de algumas linhas que, por simplificação, foram abandonadas no estudo;

- utilização eventual de outros modelos de linhas disponíveis no programa *EMTP/ATP* e que permitiriam simular a influência da dependência dos parâmetros da linha com a frequência;
- desenvolvimento de "*interfaces*" com o utilizador bastante mais amigáveis, de modo a permitir uma utilização mais simples e eficiente do programa *EMTP/ATP*.

BIBLIOGRAFIA E REFERÊNCIAS

BIBLIOGRAFIA E REFERÊNCIAS

[1] Luís M. Checa
Linhas de Transporte de Energia, 1979;

[2] A. Machado e Moura, J. Paulo Saraiva
Teoria de Funcionamento de uma Linha em Regime Permanente, FEUP, Janeiro de 1987;

[3] A. Almeida do Vale
Técnicas das Altas Tensões, FEUP, 1986;

[4] Carlos Castro Carvalho
Transformadores, FEUP, 1983;

[5] M. Kostenko, L. Piotrovski
Máquinas Eléctricas (Volume I), Editora Lopes da Silva, 1979;

[6] Pedro Dagá Gelabert, Enrique Oños Prados, José Ramirez Vazquez e Francisco Ruiz Vassallo
Transformadores e Convertidores, Enciclopedia CEAC de Electricidade, 1974;

[7] http://www.electrotek.com/ps_study/t&d/emtpov.htm;

[8] http://www.emtp96.com/whatnew.htm;

[9] http://www.turnas.gov.br/atp/prog01.htm;

[10] CLAUE - Comité Latino Americano de Usuários do EMTP/ATP
Curso Básico Sobre a Utilização do ATP, Novembro de 1996;

[11] Alternative Transients Program - Rule Book, Junho de 1992;

[12] Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Eléctrica
Direcção-Geral de Energia, Dezembro de 1989;

[13] Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de Maio;

[14] J. A. Peças Lopes, J. L. Pereira da Silva, M. A. Matos
Impacto da Introdução de Instalações de Produção Independente nas Redes Eléctricas de Distribuição, FEUP, 1994;

[15] Decreto-Lei nº 313/95 de 24 de Novembro;

[16] J. A. Peças Lopes
Apontamentos da disciplina de Produção Eléctrica em Pequena Escala do Curso de Mestrado em Engª Electrotécnica e de Computadores, FEUP, 1995;

[17] A. Almeida do Vale, A. Machado e Moura
Evolução e tendencias actuais no estudo dos regimes transitórios em Sistemas Eléctricos de Energia, FEUP, 1986;

[18] Greenwood, A.
Electrical Transients in Power Systems
Wiley - Interscience, John Wiley & Sons, Inc., New York, 1971;

[19] Le Roy, G.
Phénoménes transitoires sur les réseaux, EDF, DER, Service ERML, Note Technique HM/71/04009, 1978;

[20] Machado Moura, A.
Cálculo de sobretensões em linhas aéreas multiterno de transporte de energia eléctrica. Dissertação de Doutoramento, FEUP, Porto, 1983;

[21] Machado Moura, A.
Sobretensões de Manobra, Secção de PTDE, FEUP, Porto, 1982;

[22] Phadke, A. G. and others
Digital Simulation of Electrical Transients Phenomena, IEEE TUTORIAL COURSE, Piscataway, U.S.A., 1980;

[23] EDF, DER, Service Etudes de Réseaux - Le Microréseaux, Note Interne, Clamart, 1973;

[24] Piche, F.
L'Analyseur Transitoire d'Electricité de France, EDF, DER, Service ERMEL, Note HM/71-04431;

[25] Dickson, J. R. and others
A new T.N.A. - Design features provids versatile capabilities, IEEE Summer Power Meeting, 1973, Vancouver, Canada;

[26] Clerici, A. and Marzio, L.
Co-ordinated use of TNA and digital computer for switching surge studies, IEEE Trans. PAS, vol. PAS-89, 1970;

[27] Dommel, H. W. and Scott Meyer, W.
Computation os Electromagnetic Transients, Proc. of the IEEE, vol. 62, 1974;

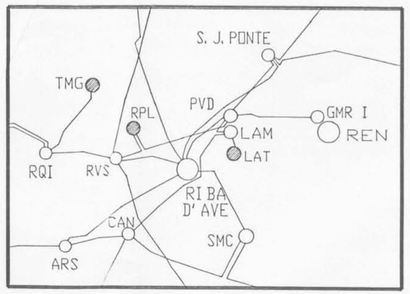
[28] Allen Lima, J.
Programa de Transitórios Electromagnéticos. Algumas aplicações. Ordem dos Engenheiros, Congresso 81, Lisboa;

[29] Roguin, J.
Le programme EMTP pour l'étude des phénomènes électriques transitoires, EDF, Bulletin de la DER, Série B, nº 3/4, 1983;

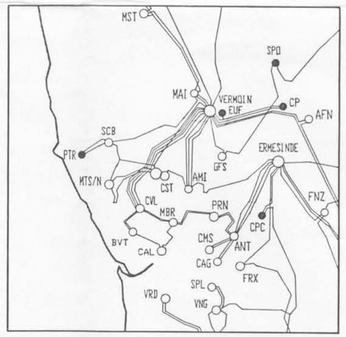
ANEXO A

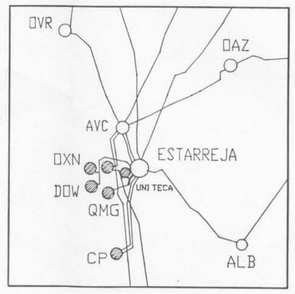
FIGURA 6.0

AREA DE RIBA D; AVE



AREA DO PORTO





AREA DE ESTARREJA



LEGENDA

- ○ SE REN
- ○ SE EN
- ⊠ PC EN
- ● SE CLIENTE
- ◪ CENTRAL HIDROELECTRICA
- ▬ CENTRAL TERMOELECTRICA

Cruz		23/EQ-LN	LN S. J. PONTE-FAFE	JUN/97
Cruz		22/EQ-LN	LN R. D. AVE-S. J. PONTE	JUN/97
Cruz		21/EQ-LN	LN PEVIDEM-S. J. PONTE	JUN/97
Cruz		20/EQ-LN	LN ERMAL-S. J. PONTE	JUN/97
Cruz		13/EQ-LN	LN TELHEIRA-SOUTELO	ABR/97
Cruz		12/EQ-LN	LN SOUTELO-VIDAGO	ABR/97
Cruz		11/EQ-LN	LN ALVADIA-SOUTELO	ABR/97
Cruz		10/EQ-LN	LN COVAS BARROSO-SOUTELO	ABR/97
Cruz		02/EQ-LN	LN V. CAMBRA-ALBERGARIA	MAR/97
Cruz		02	SE LOUSADA (MOVEL)	JAN/97
Cruz		01	ARGUCA DEFENITIVA	JAN/97
Cruz			SITUAÇAO EM JANEIRO/97	JAN/97
Desenhou	Verificou	EEE Nº	DESCRIÇAO	Data
Estudou				
Projectou				
Desenhou				
Copiou				
Verificou				

ESCALAS : 1/4000

ALTERAÇÕES :

REDE 60/132kV

PLANTA TOPOGRAFICA

EEN Electricidade do Norte, S.A.

DIRECÇÃO TÉCNICA
ORGÃO DE APOIO EXPLORAÇÃO
DEP. ANALISE, PROGR. E CONDUTA

N.º

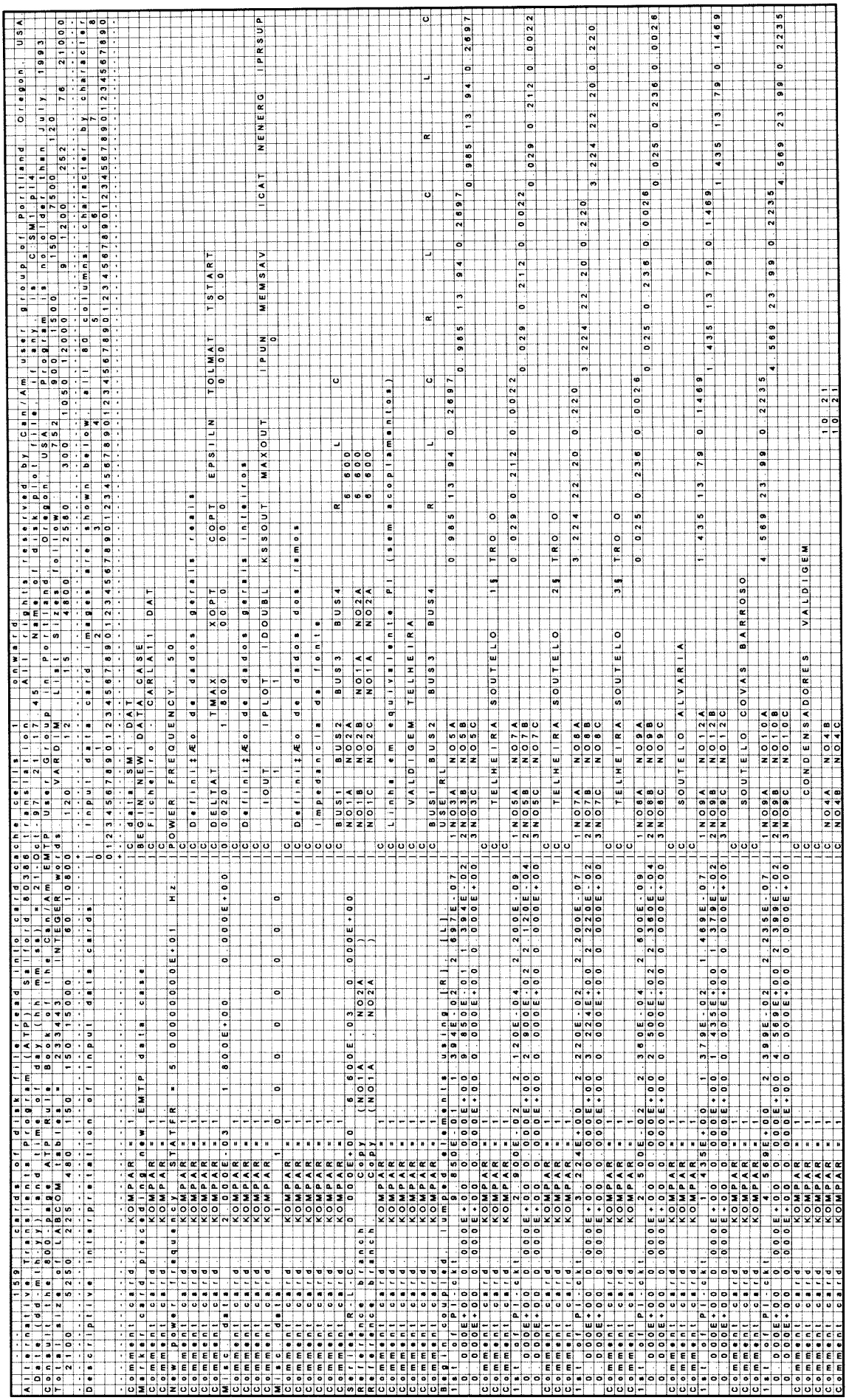
Formato

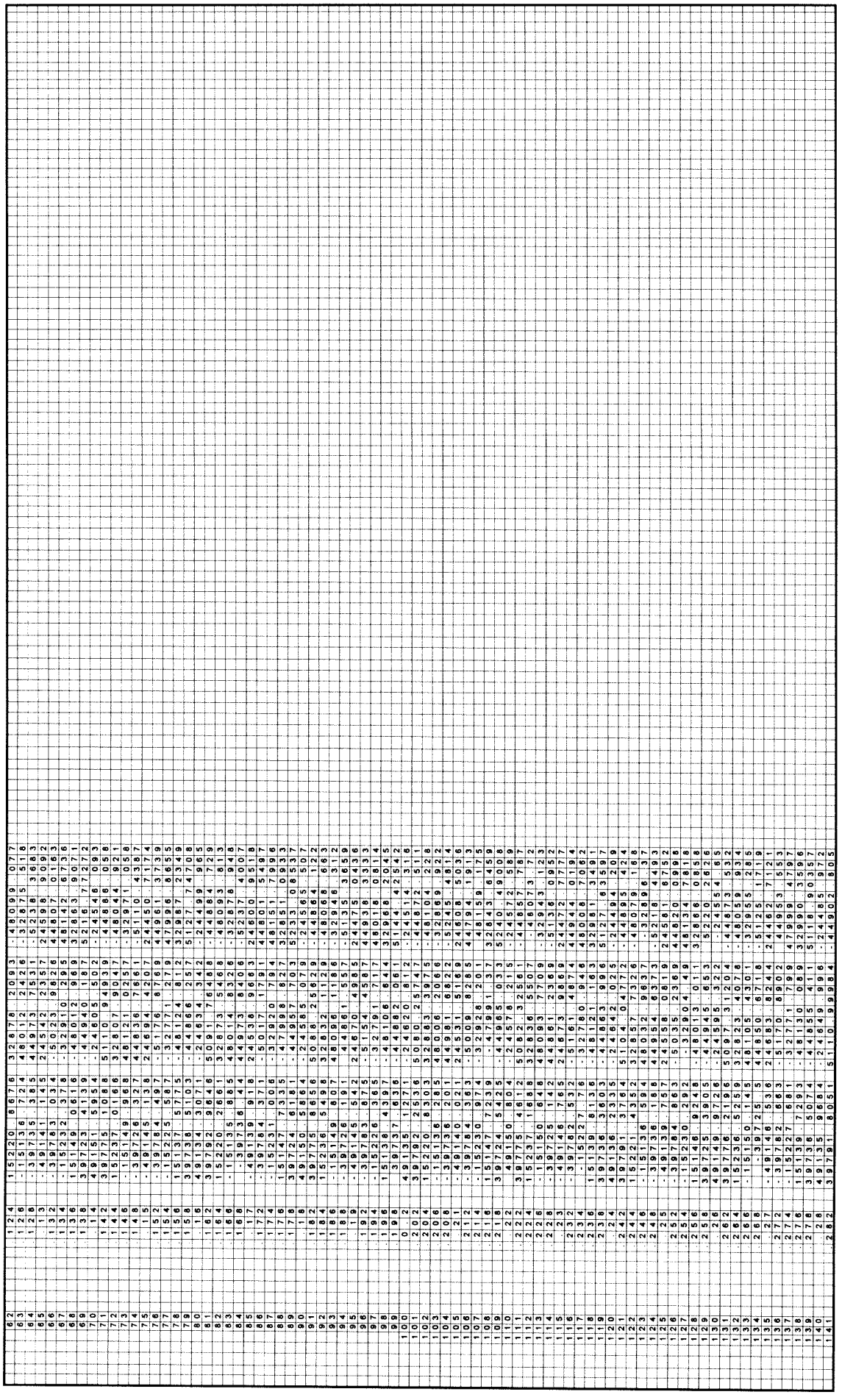
Substituido

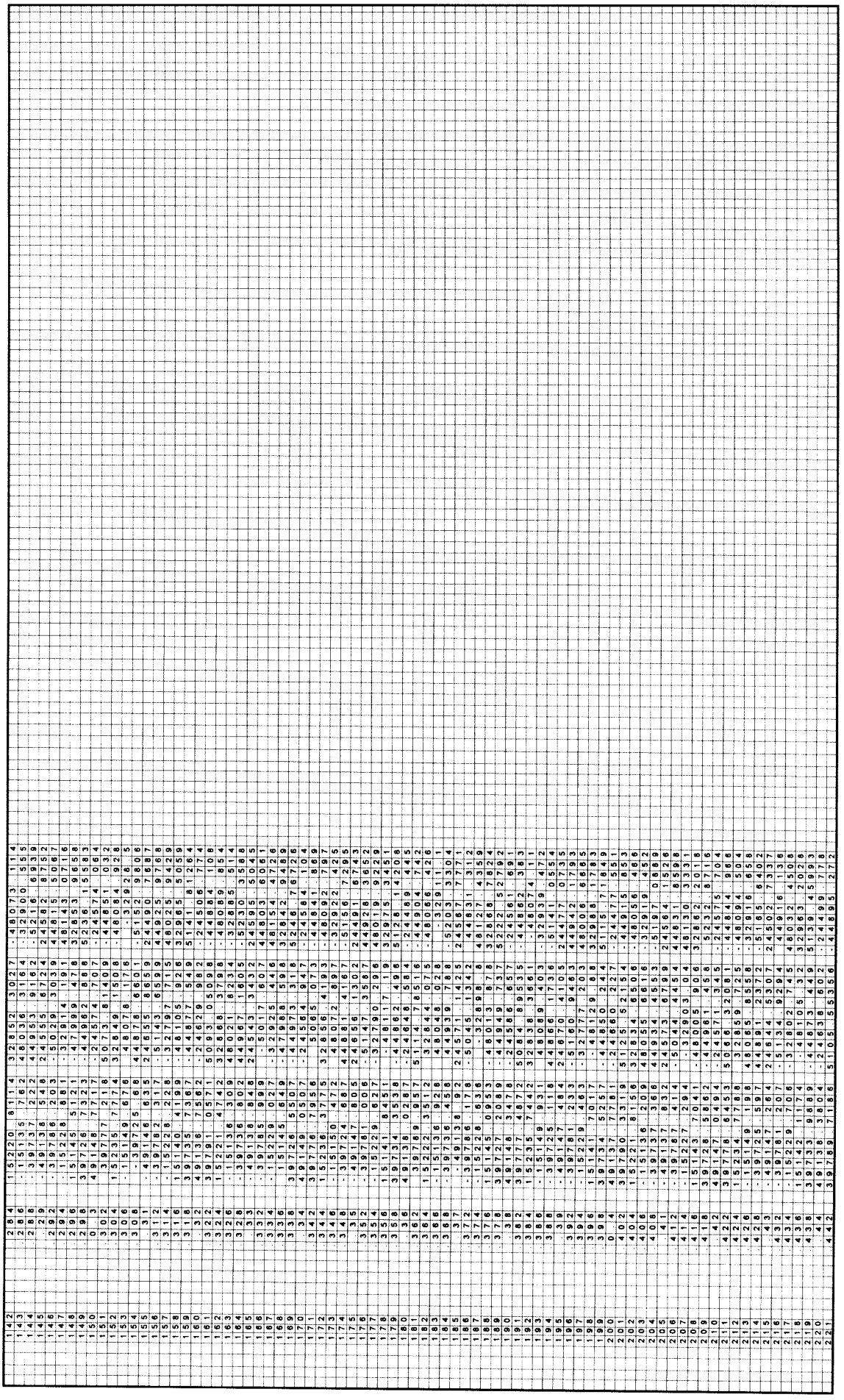
Substituido por

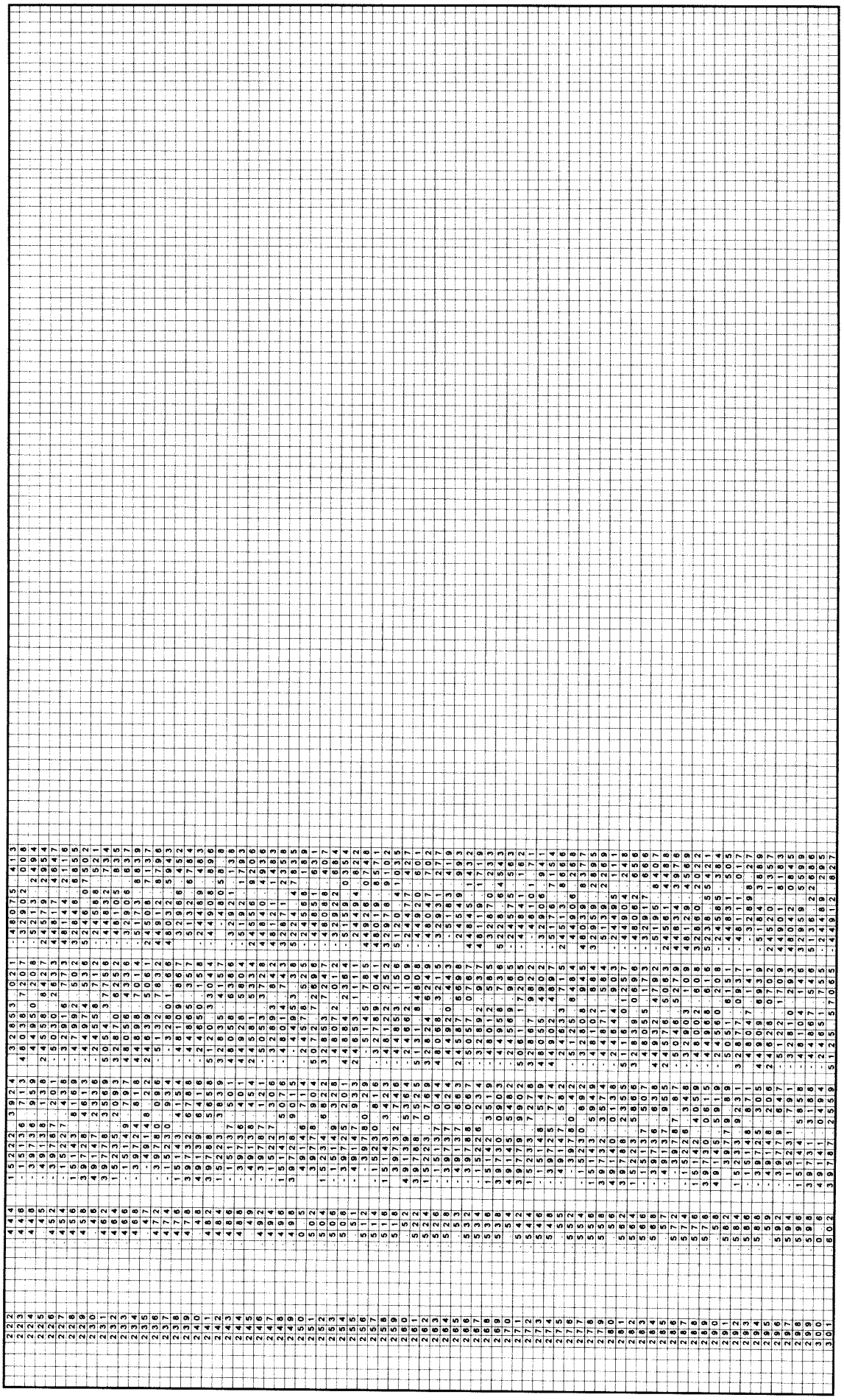
ANEXO B

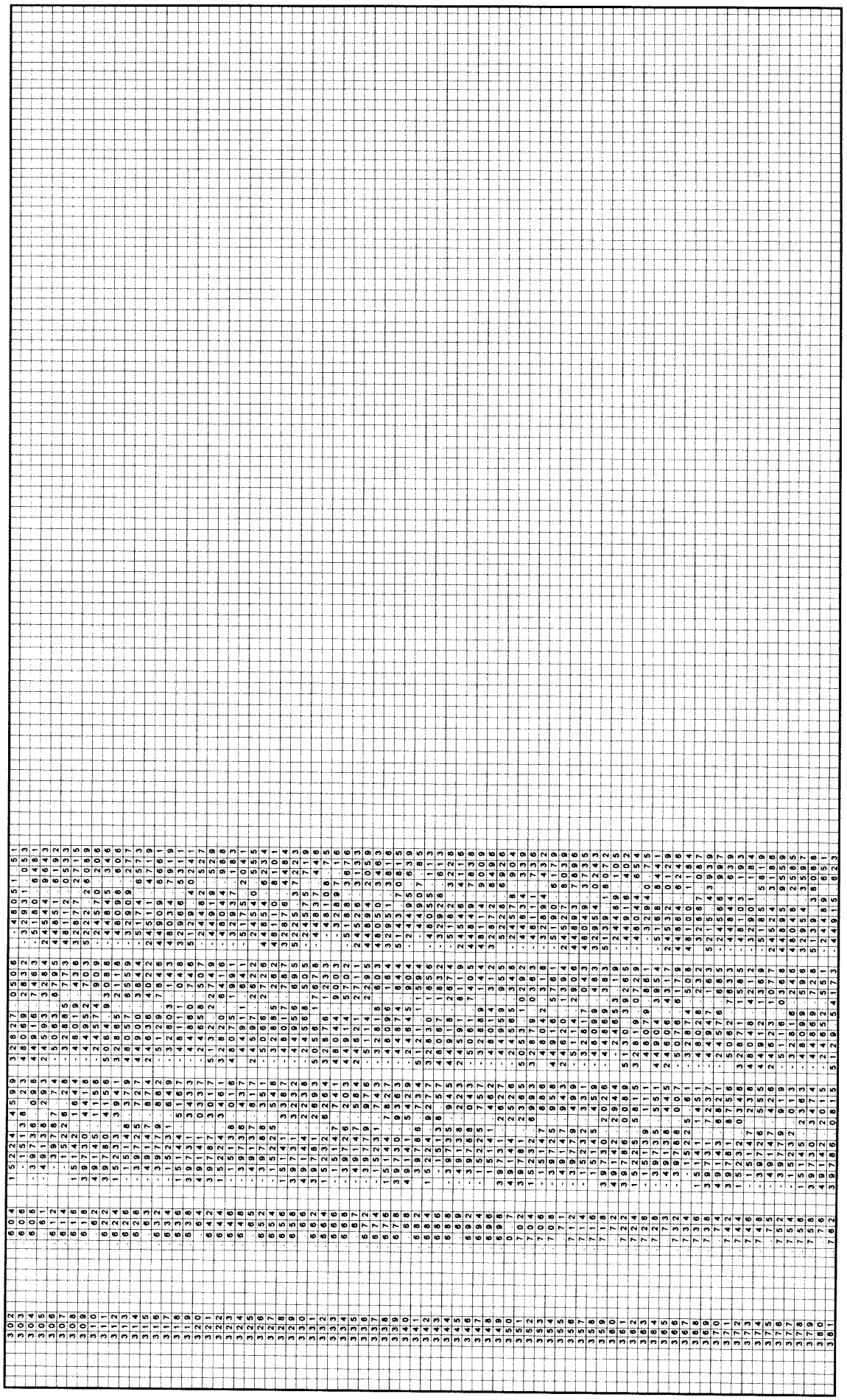
RESULTADOS DA "SIMULAÇÃO 1"

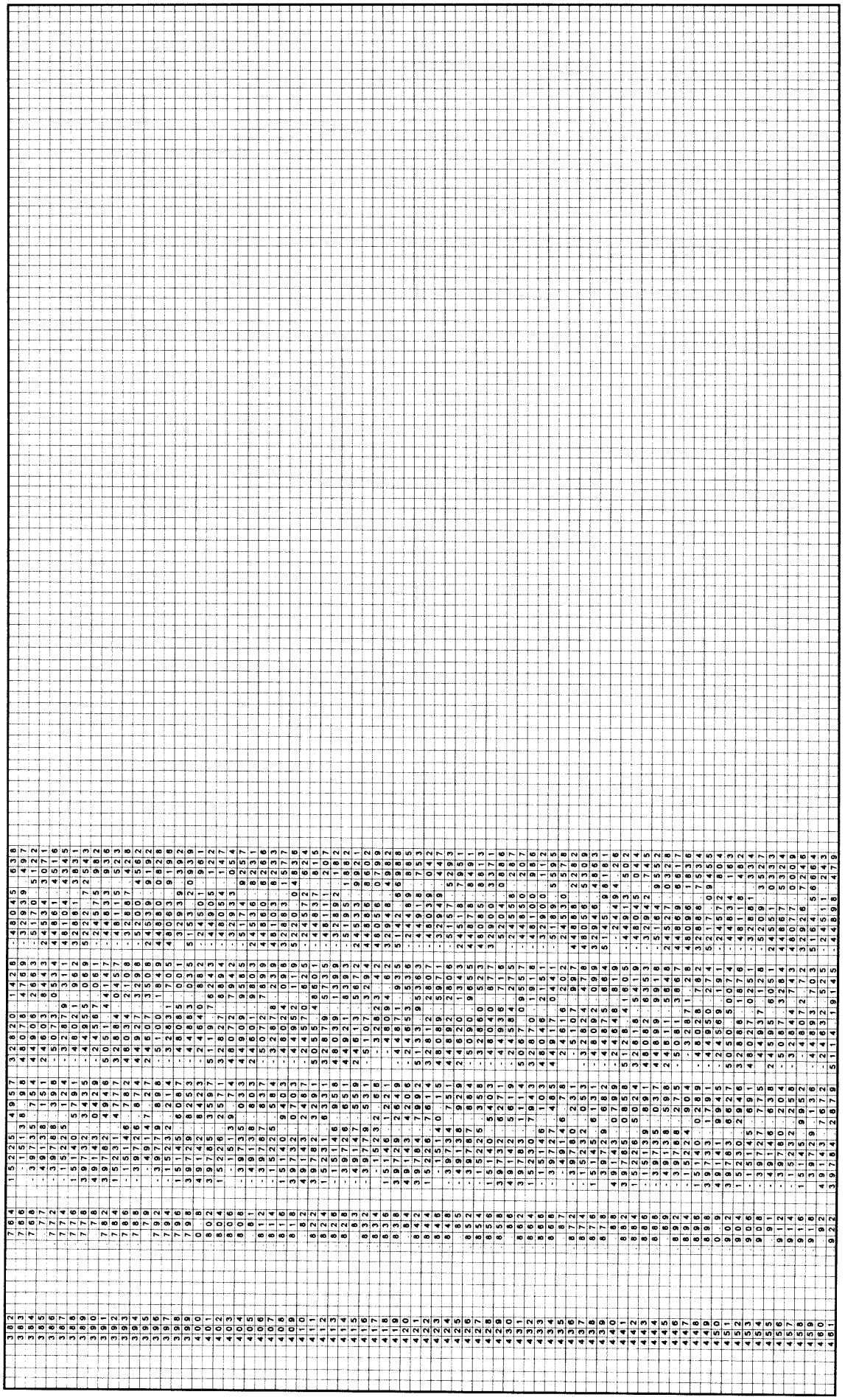


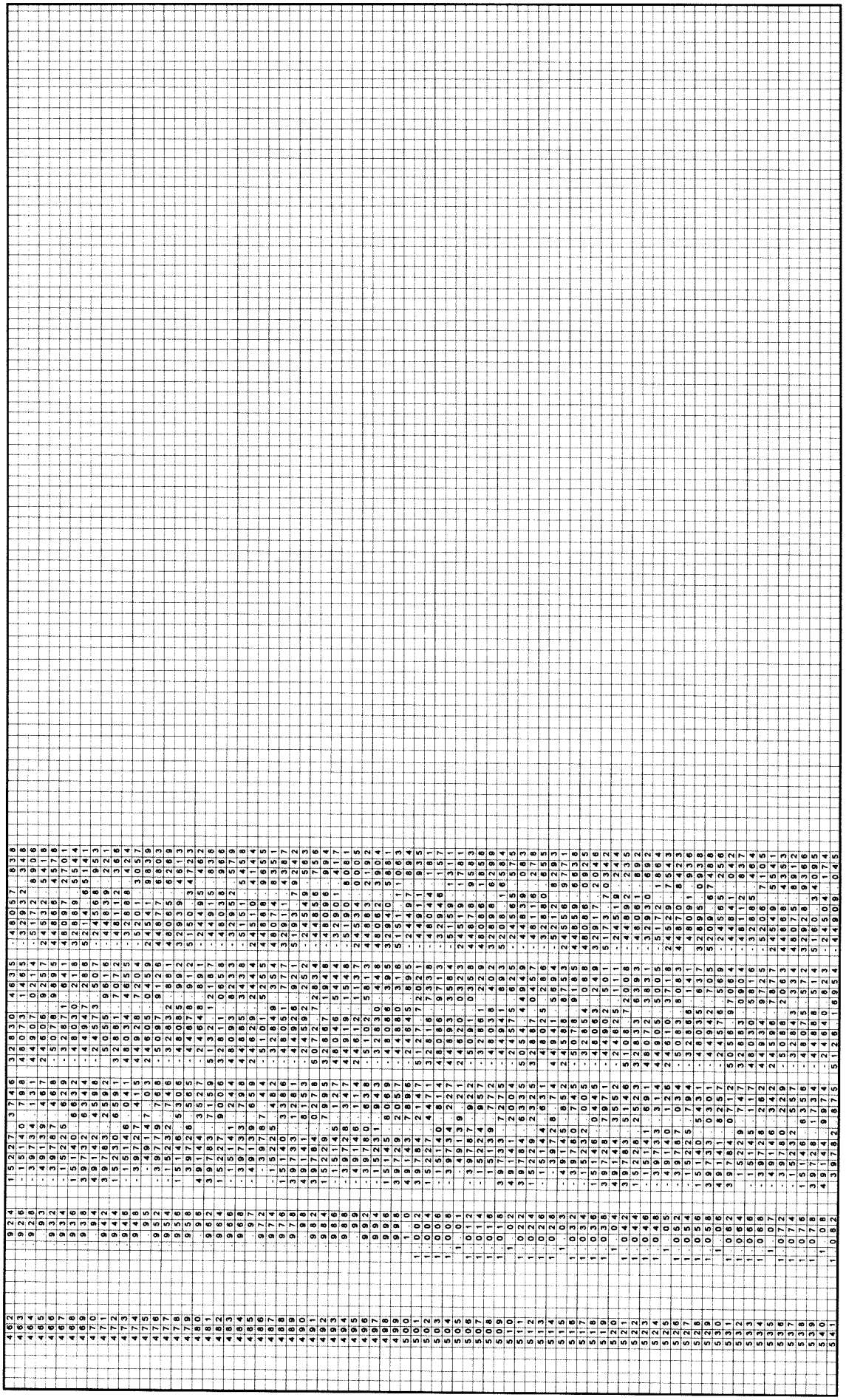


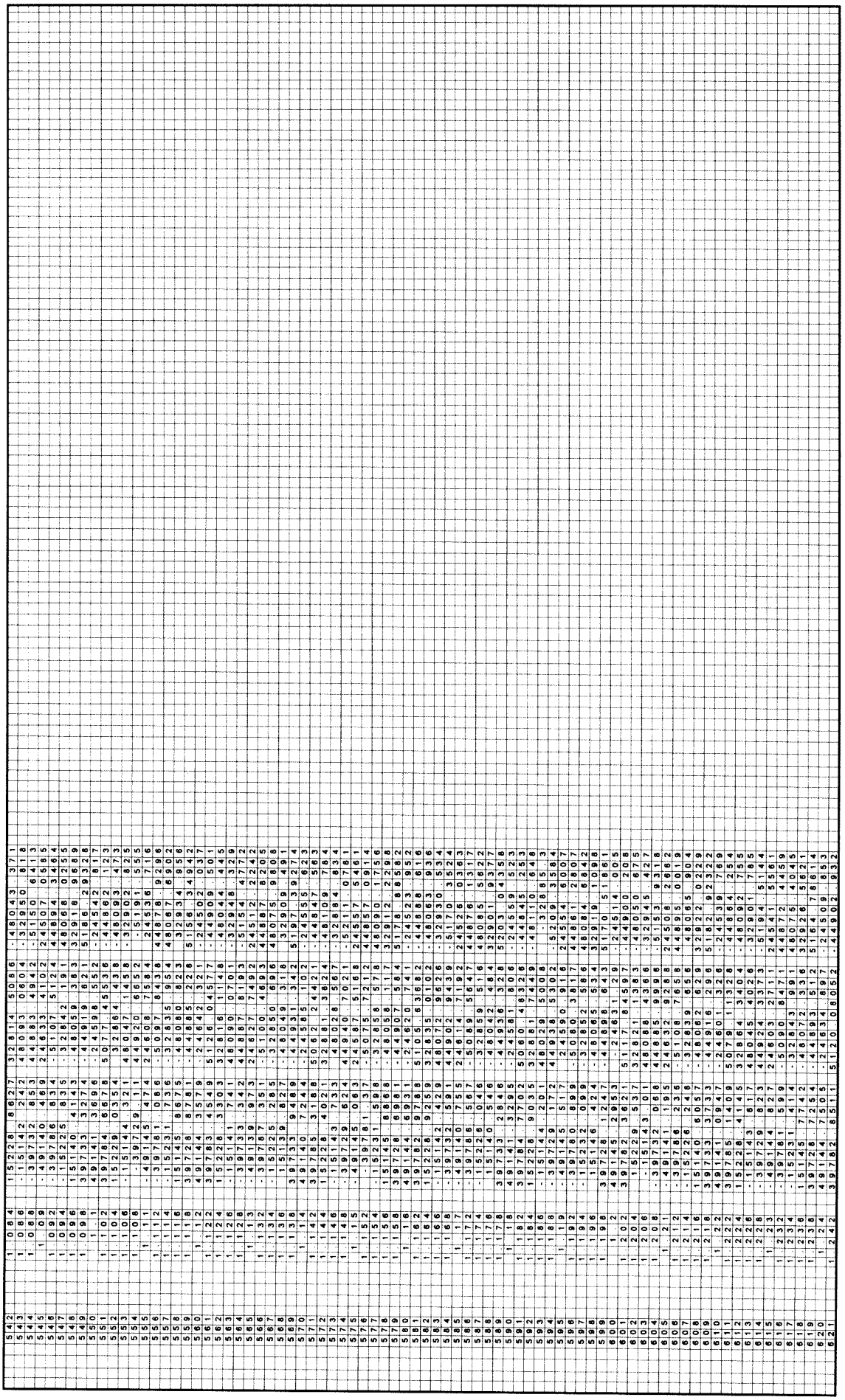


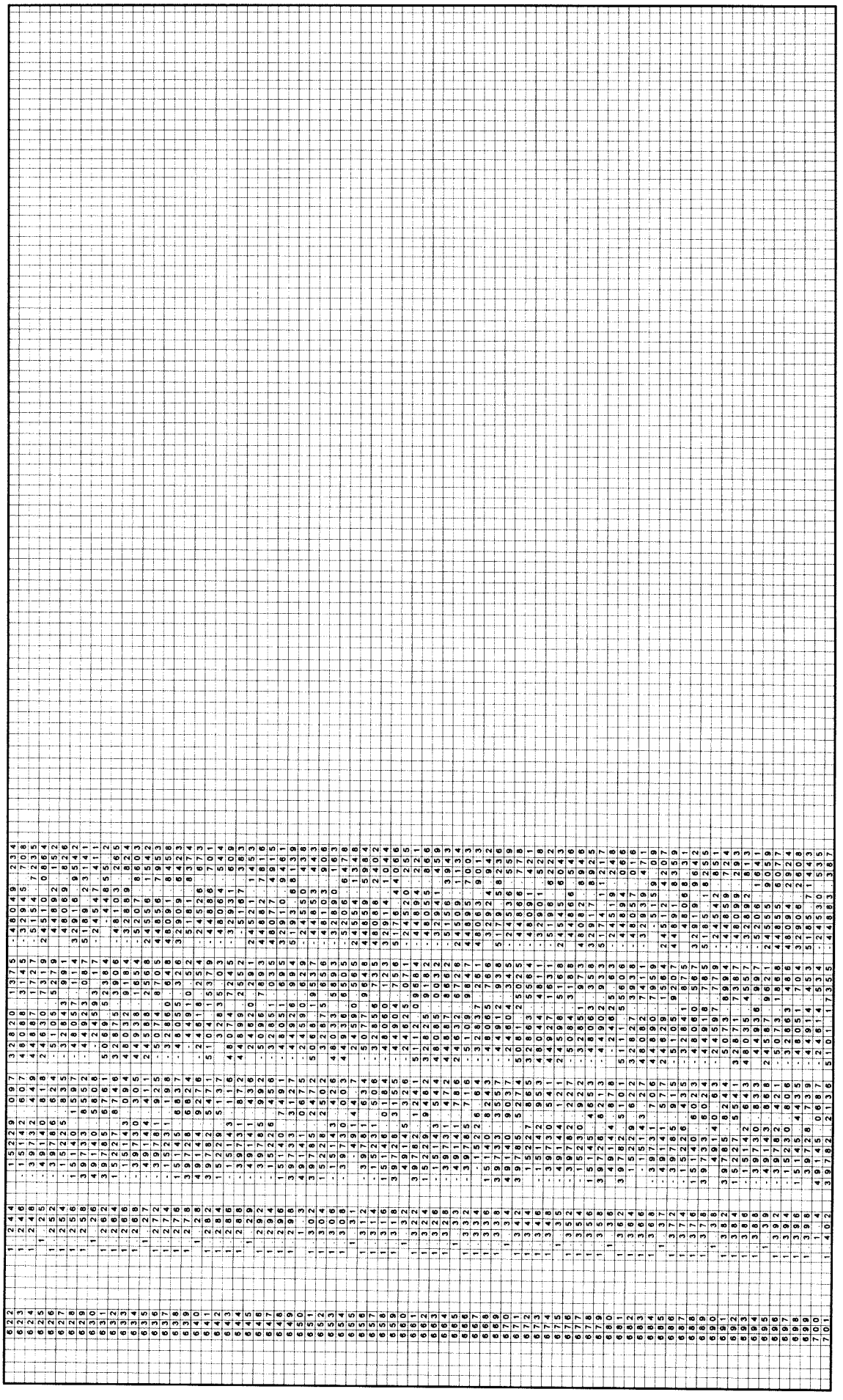


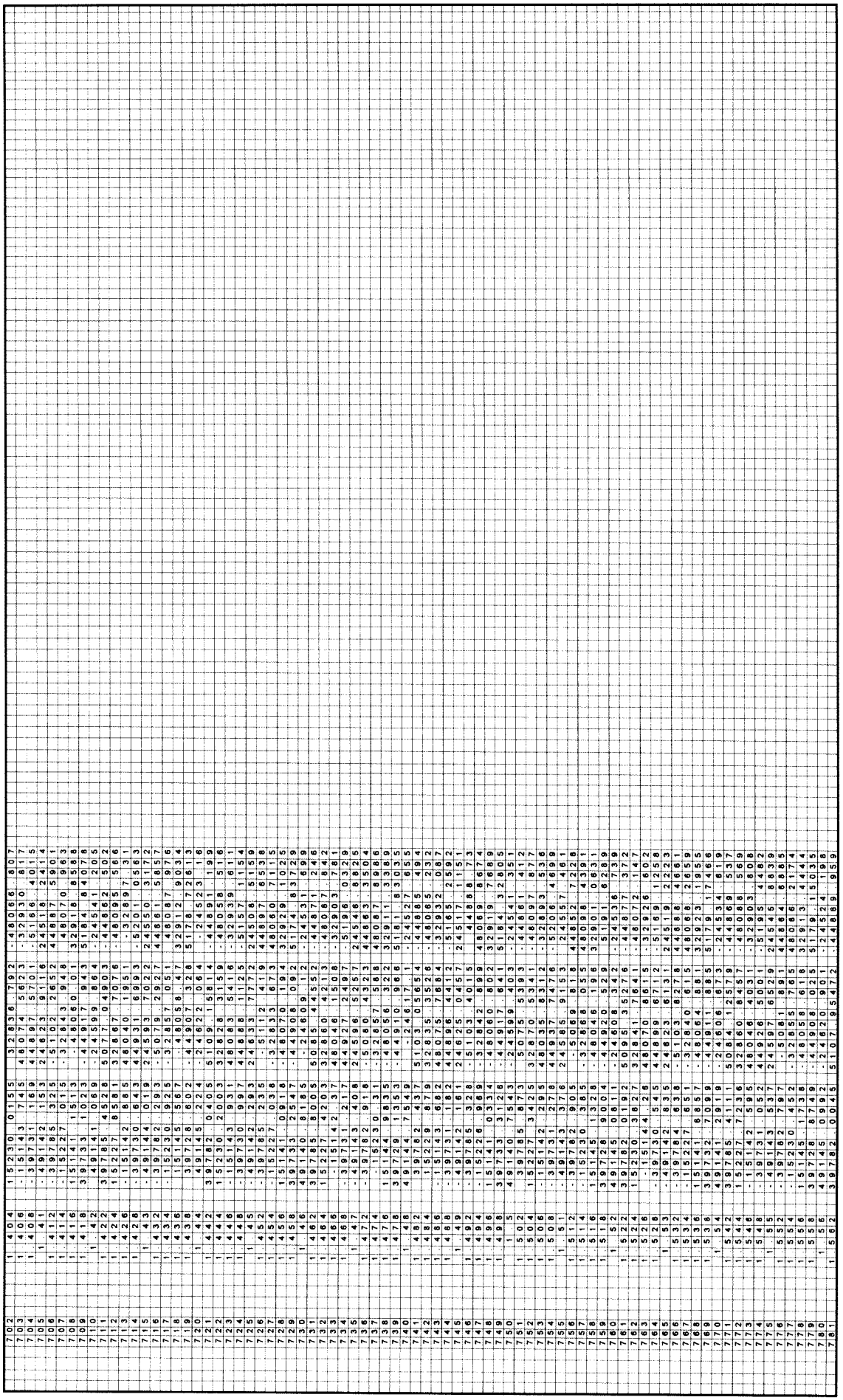


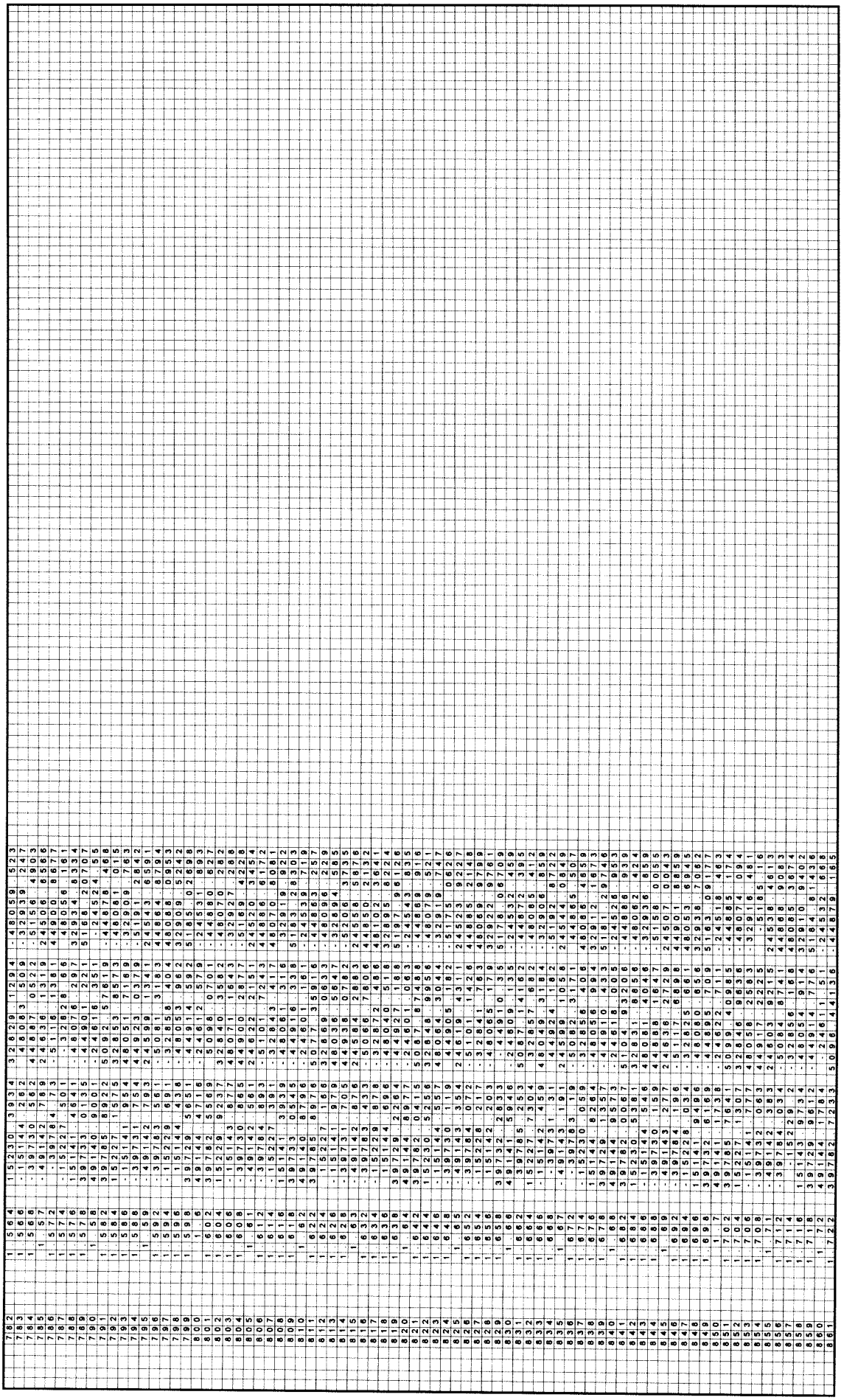






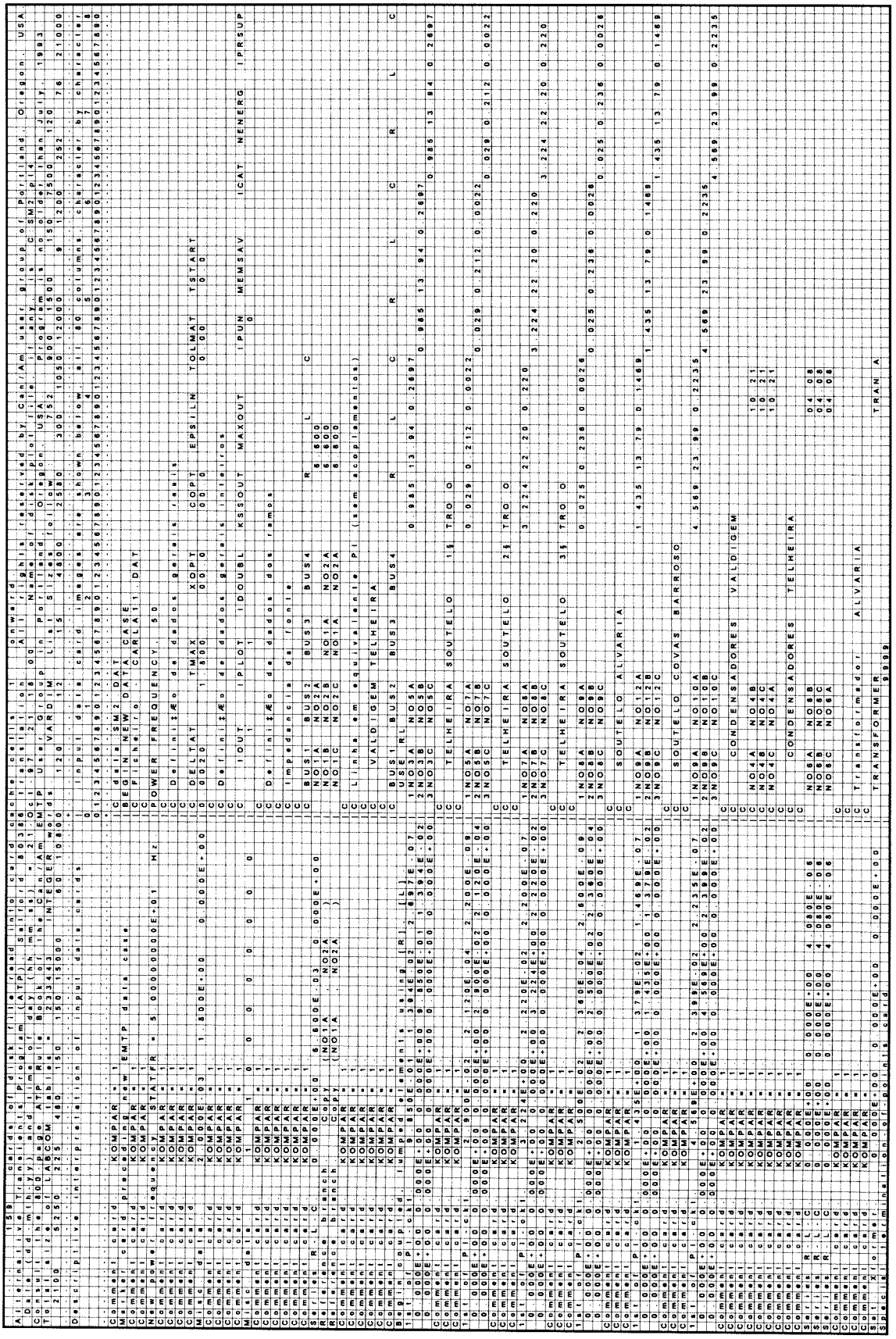


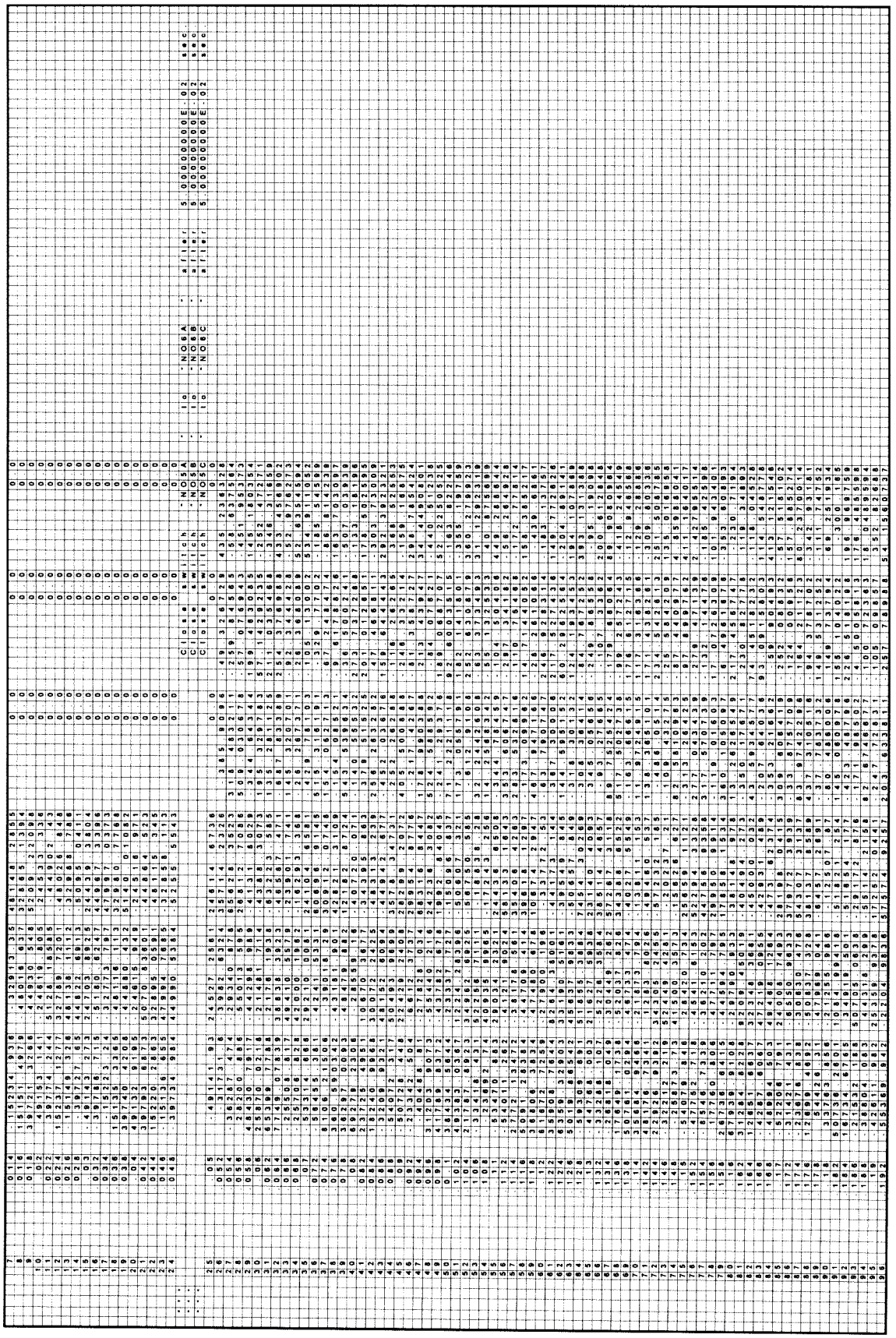


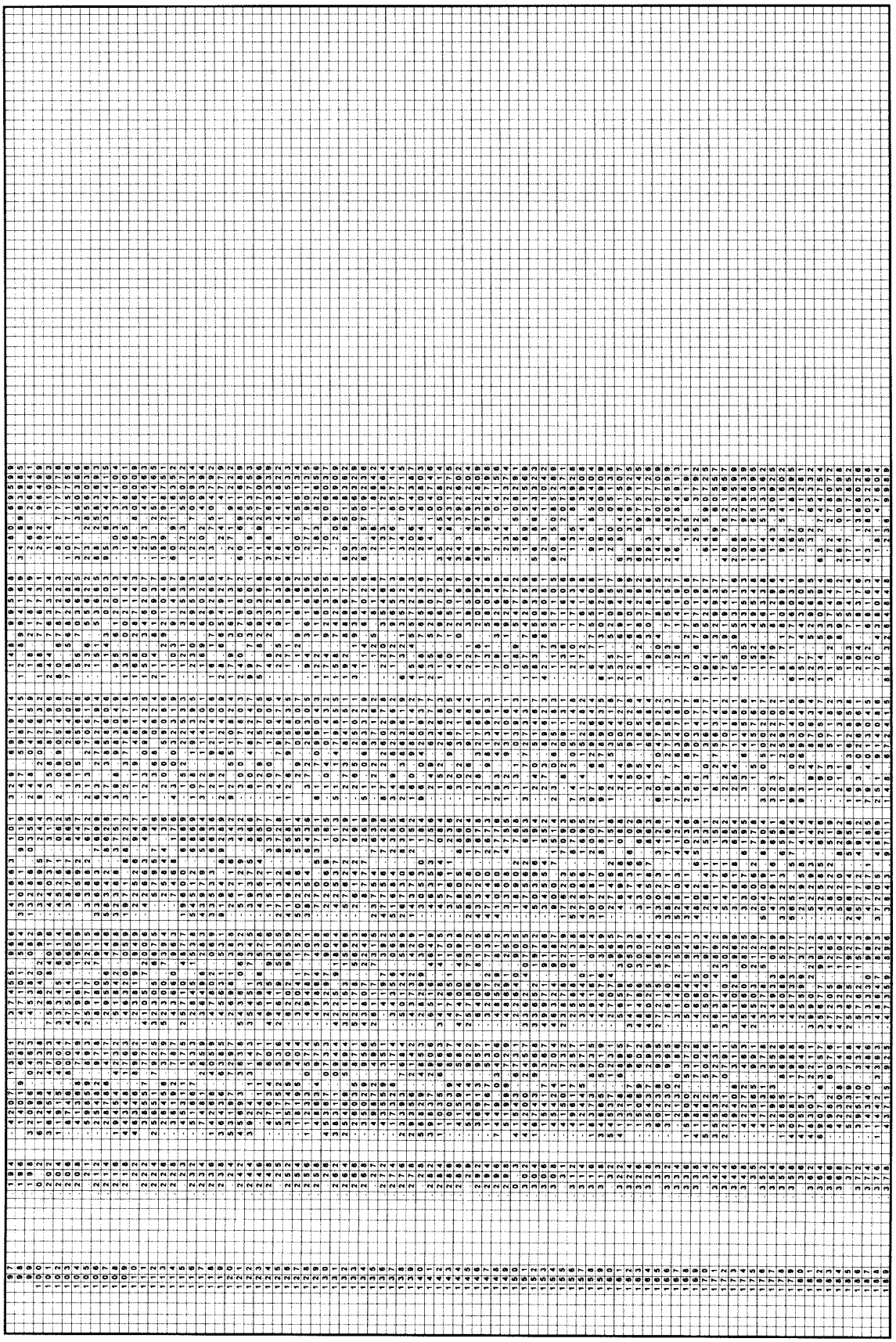


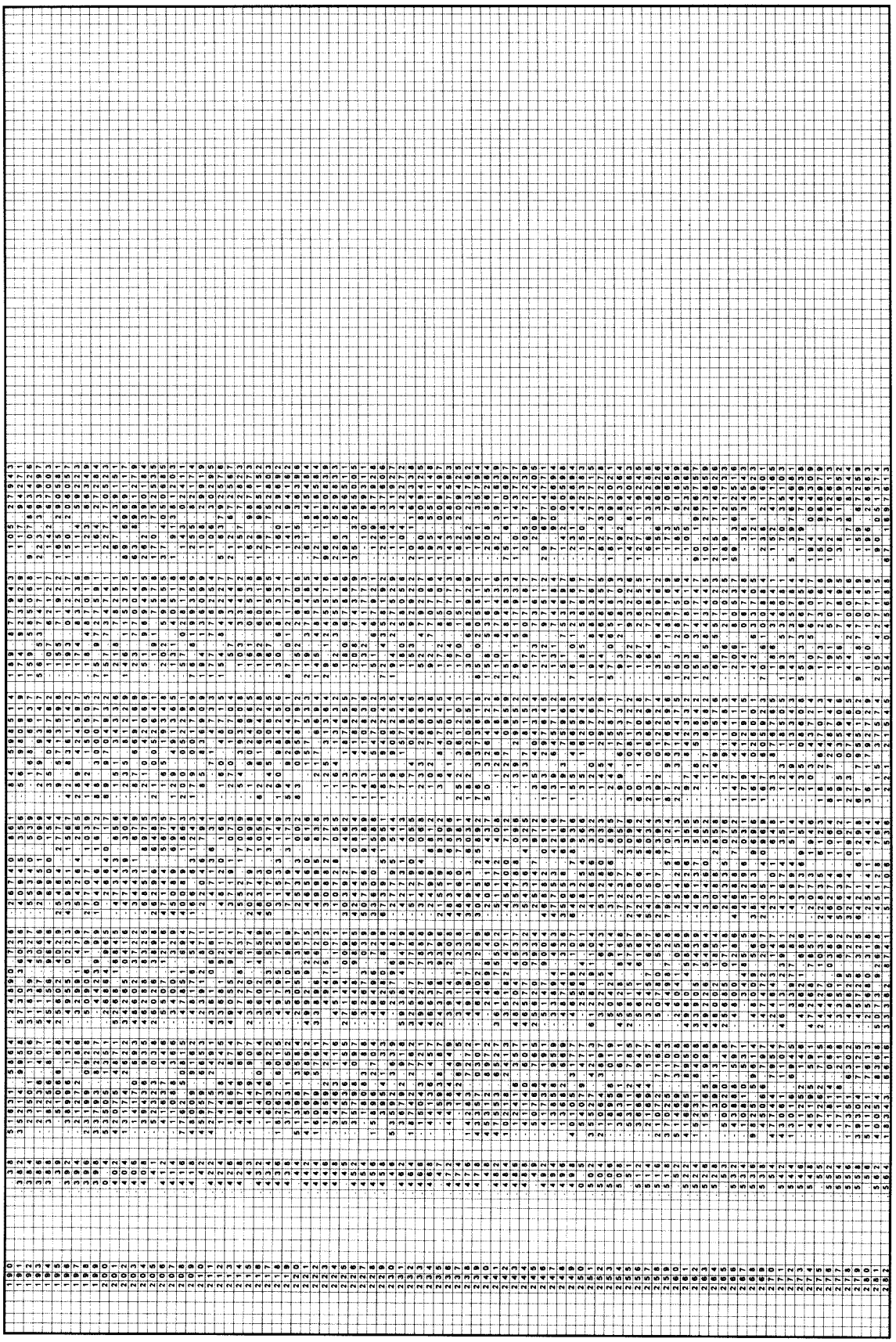
ANEXO C

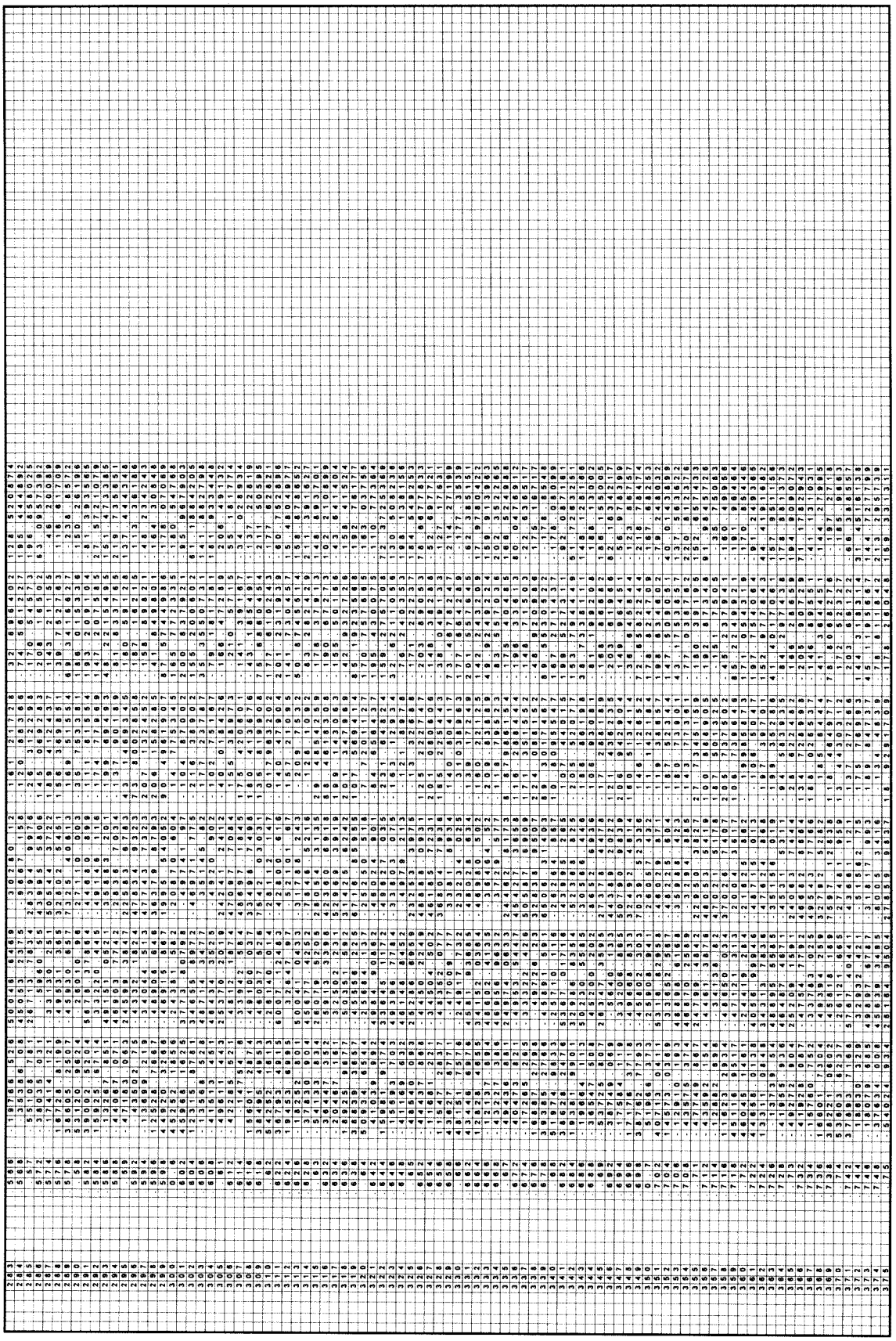
RESULTADOS DA "SIMULAÇÃO 2"

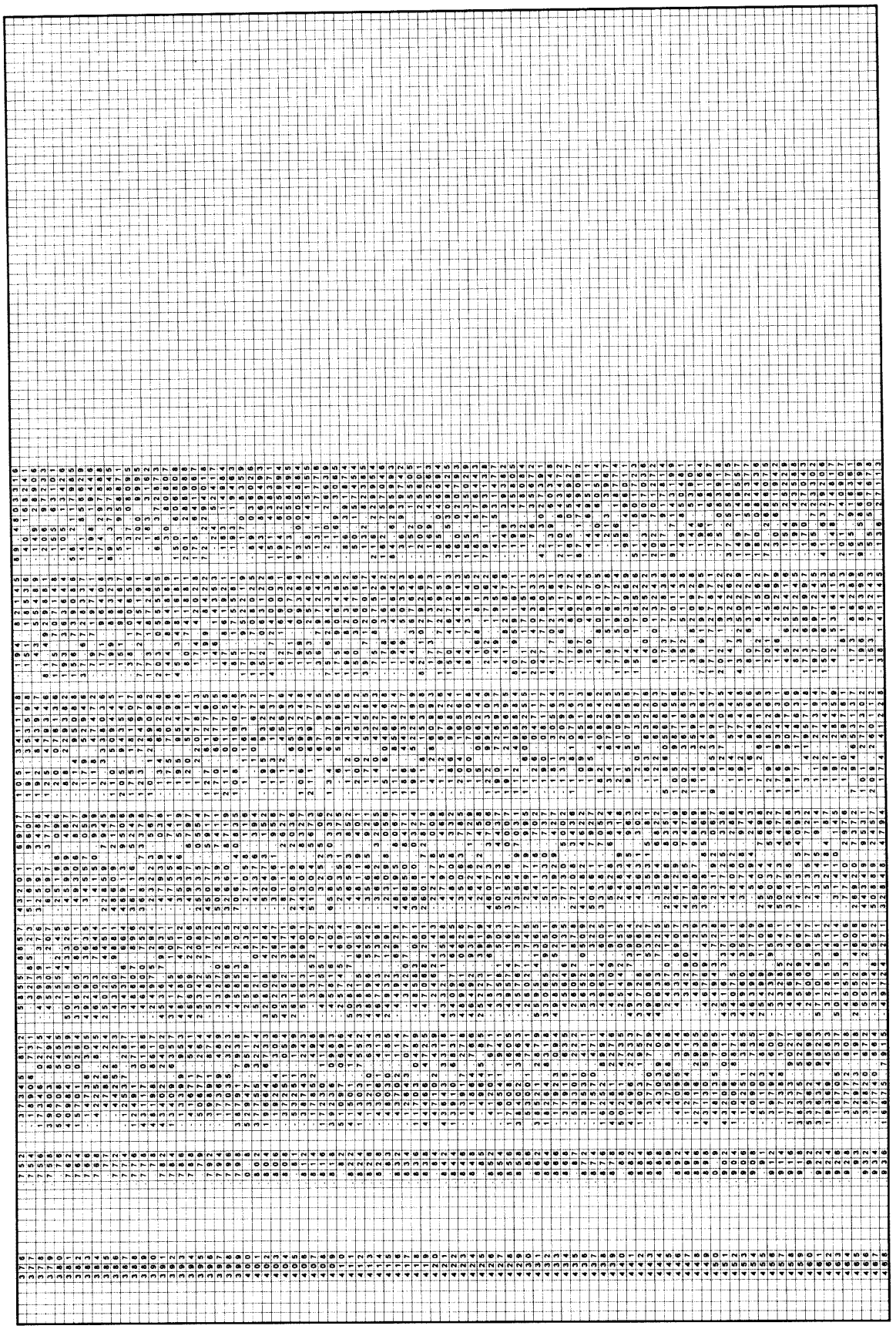


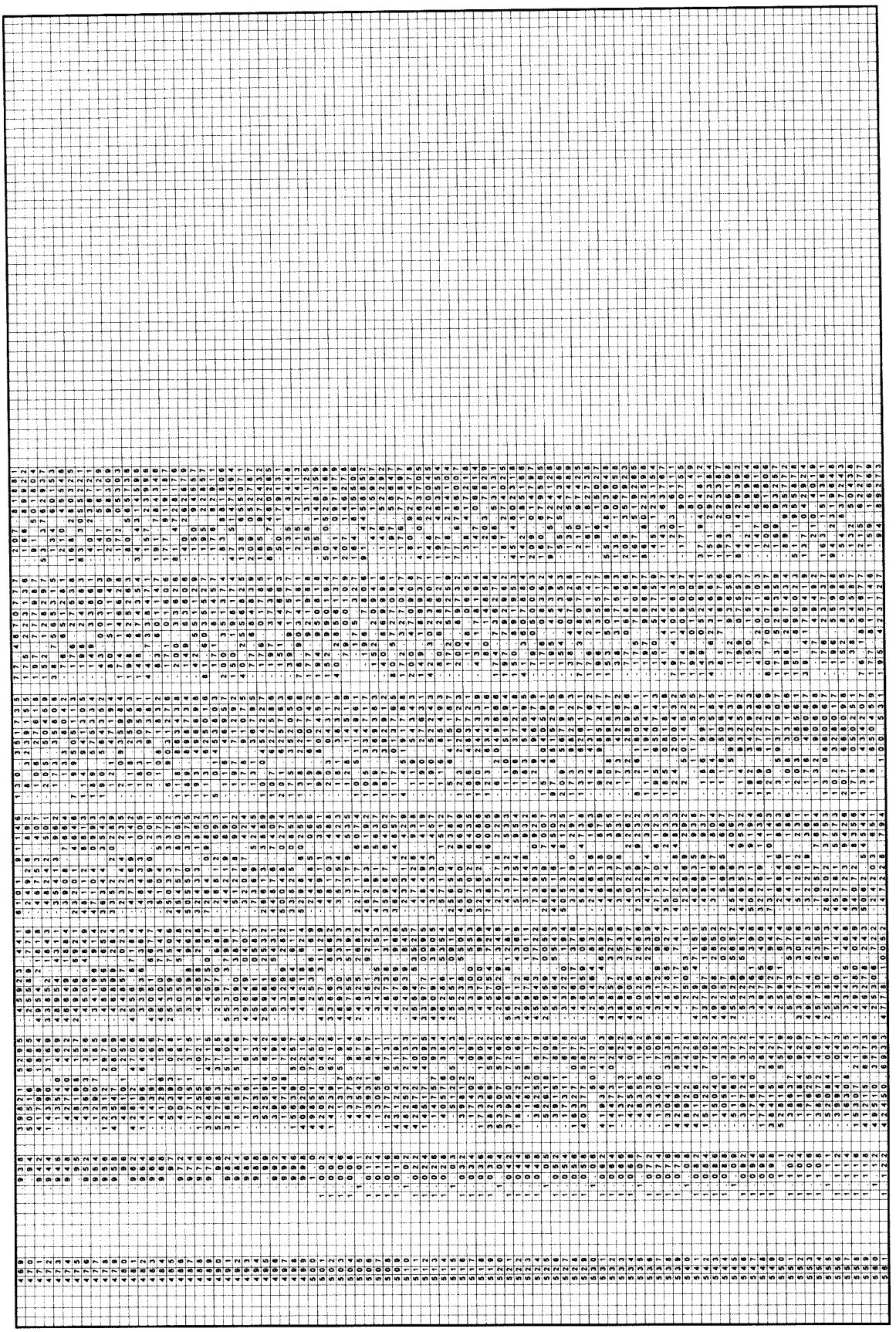


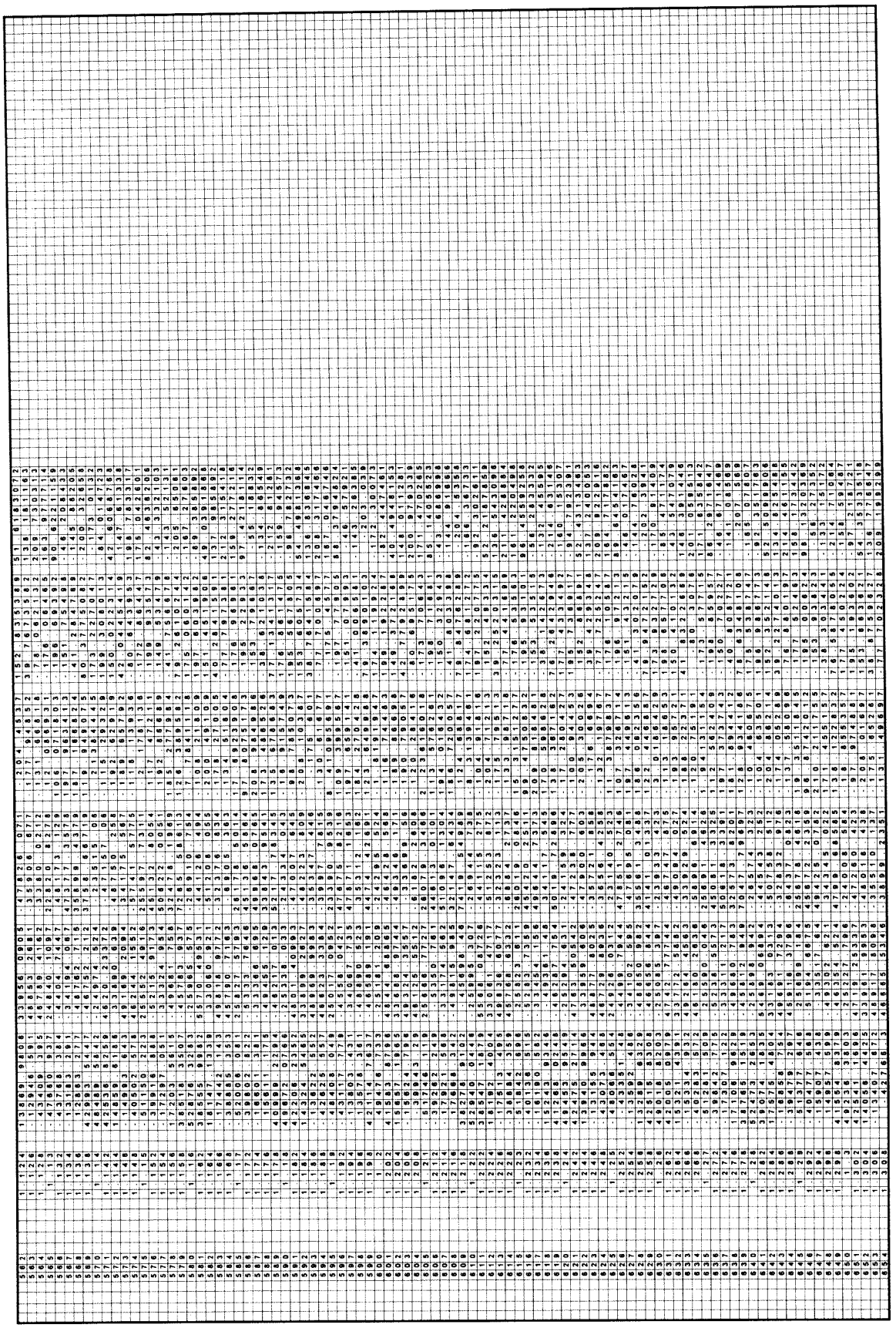


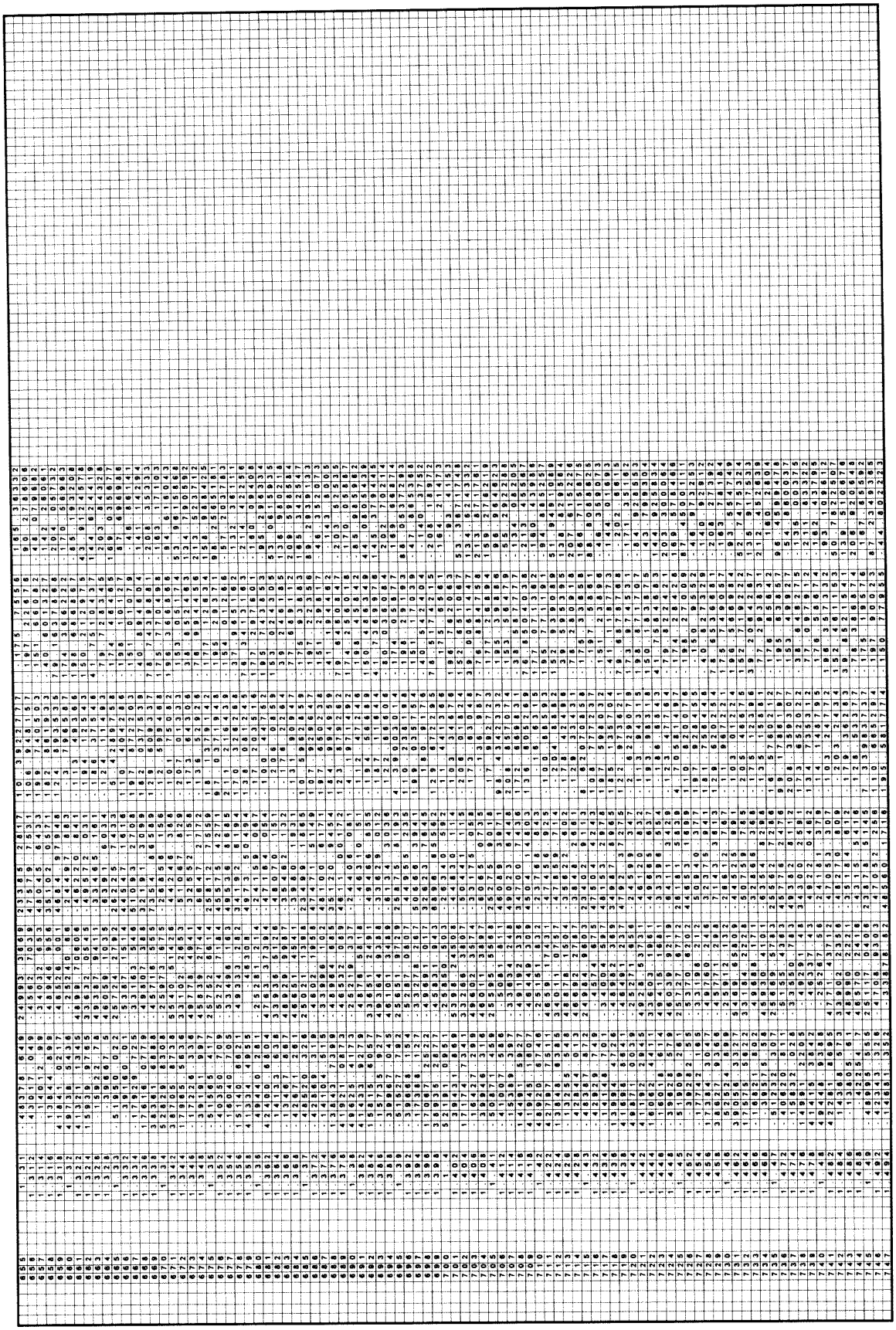


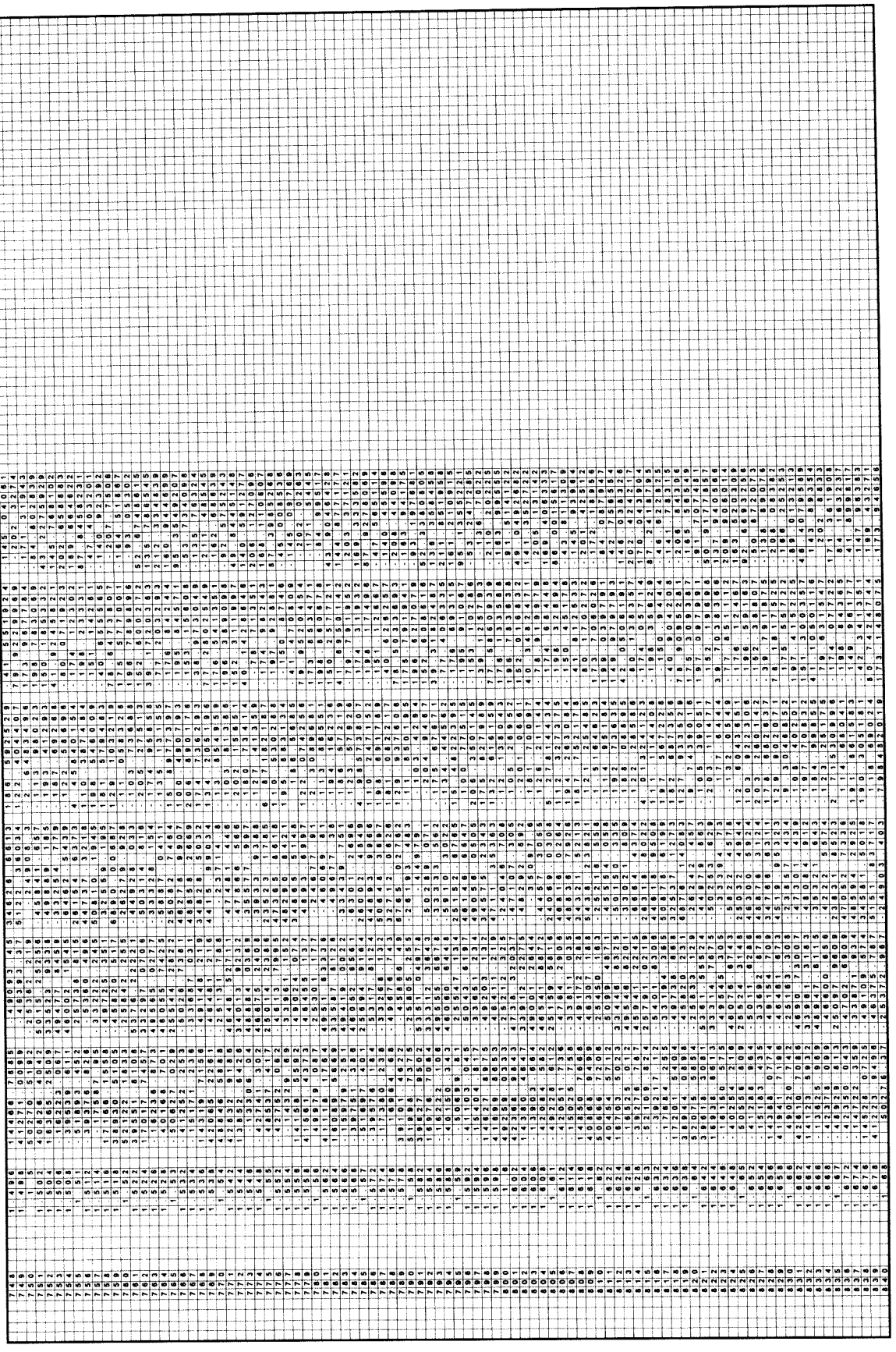


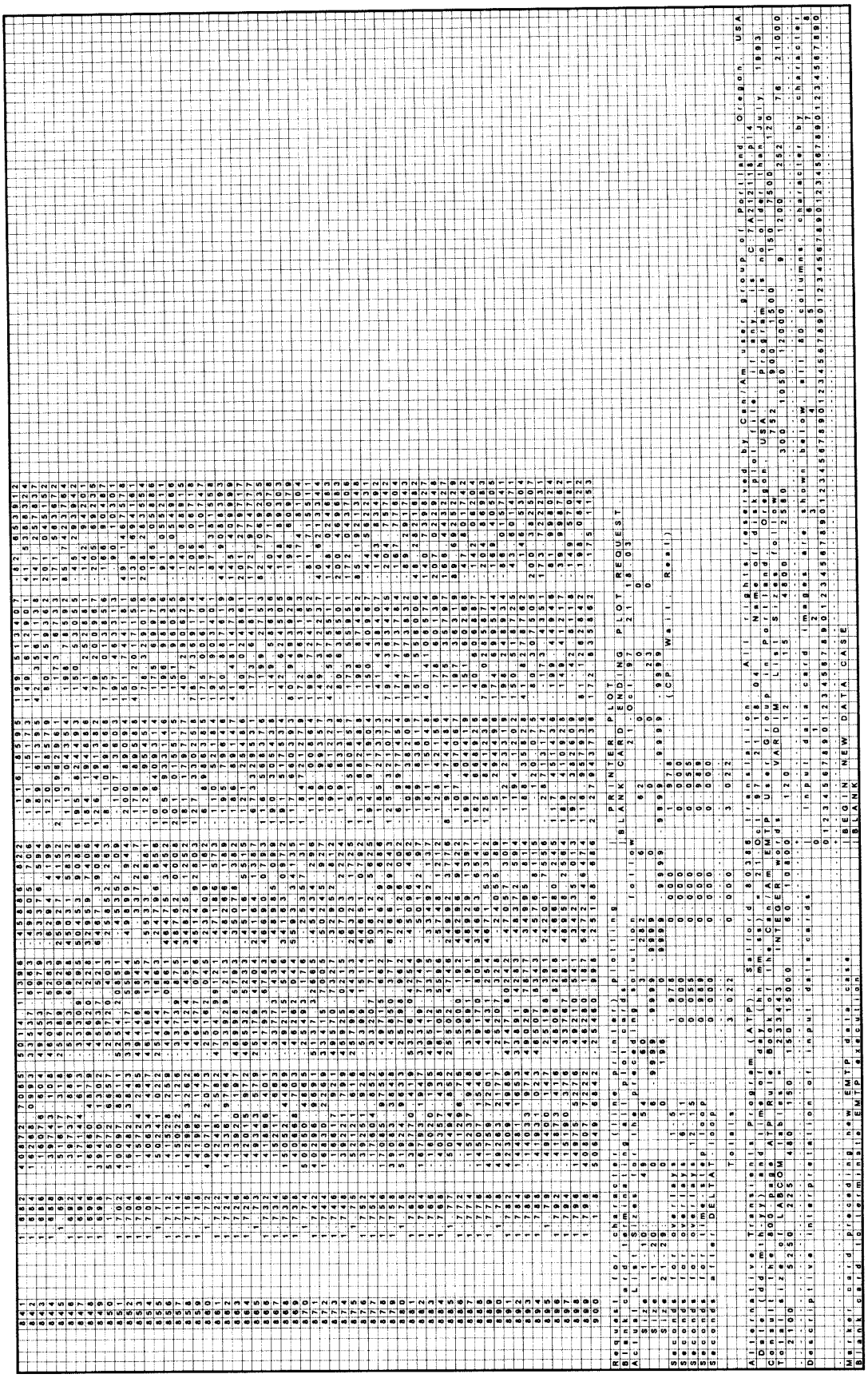






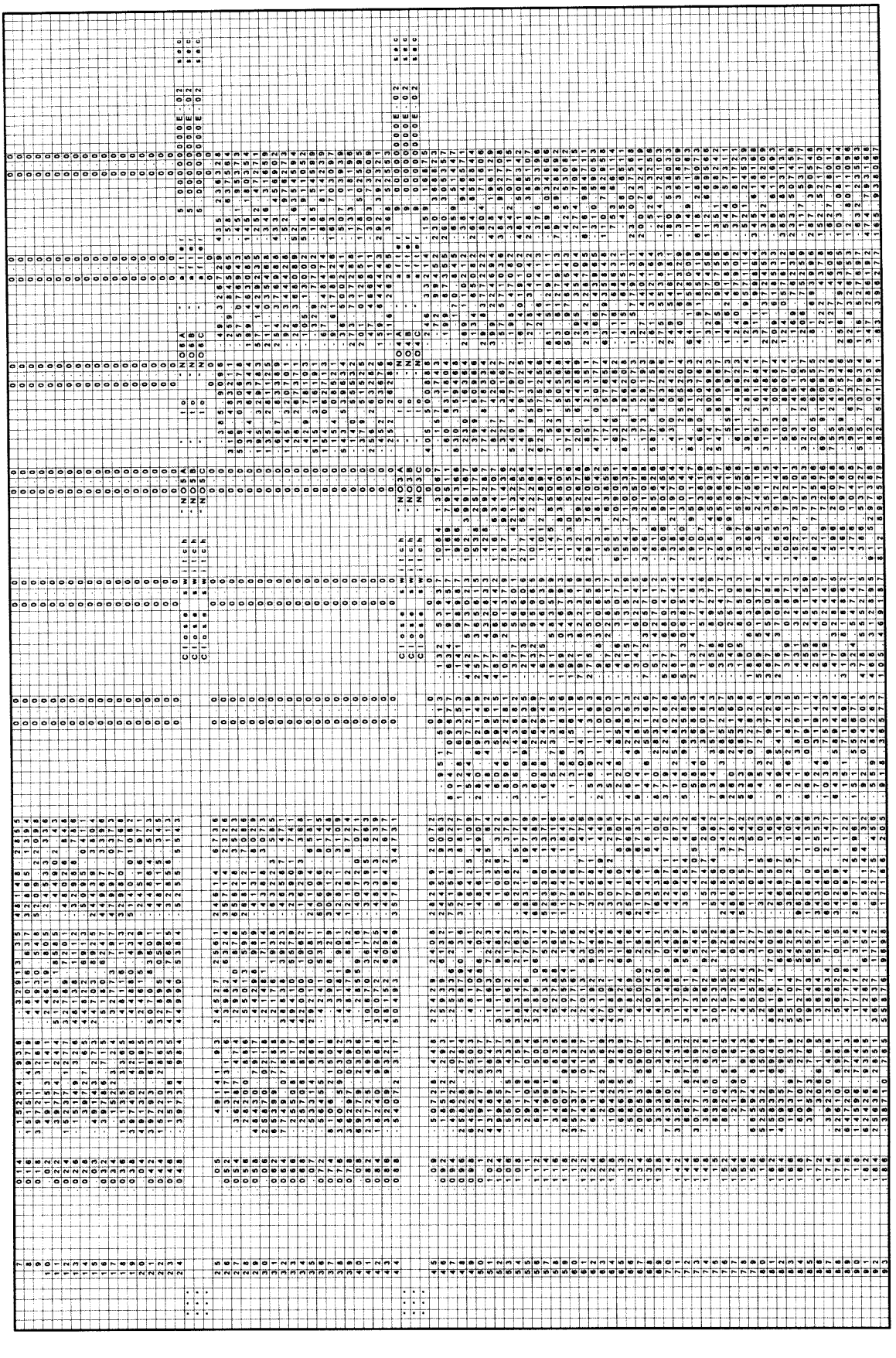




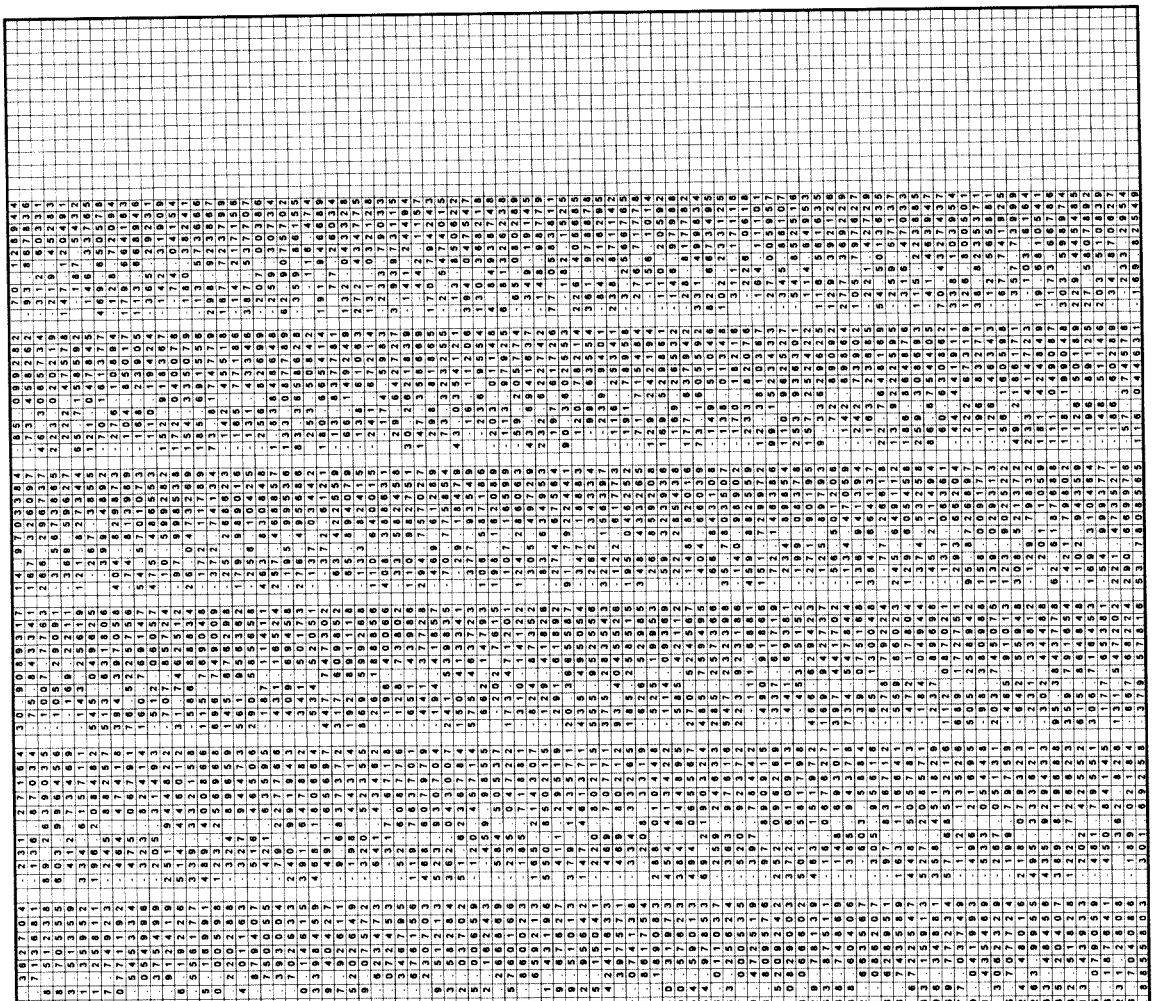


ANEXO D

RESULTADOS DA "SIMULAÇÃO 3"

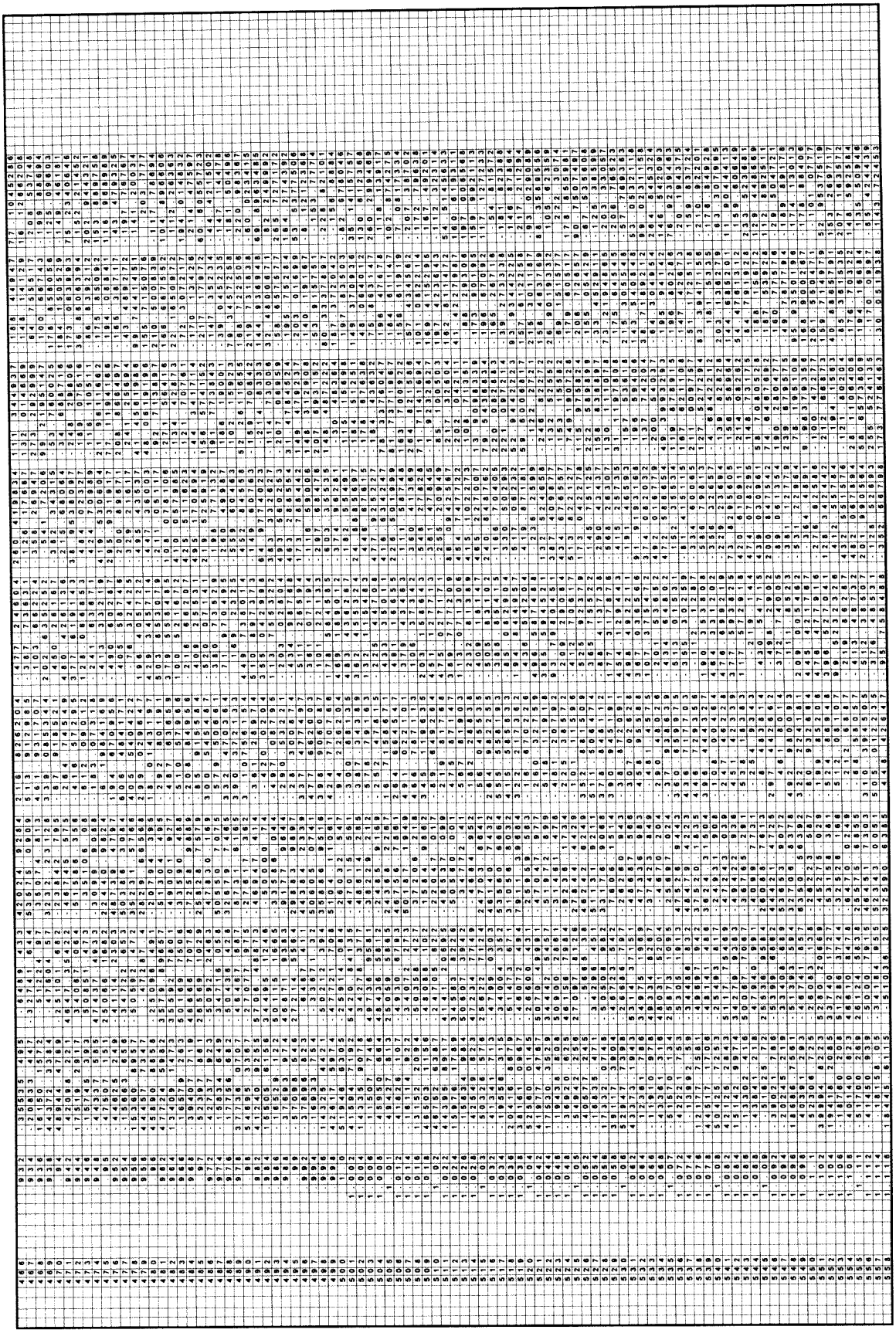




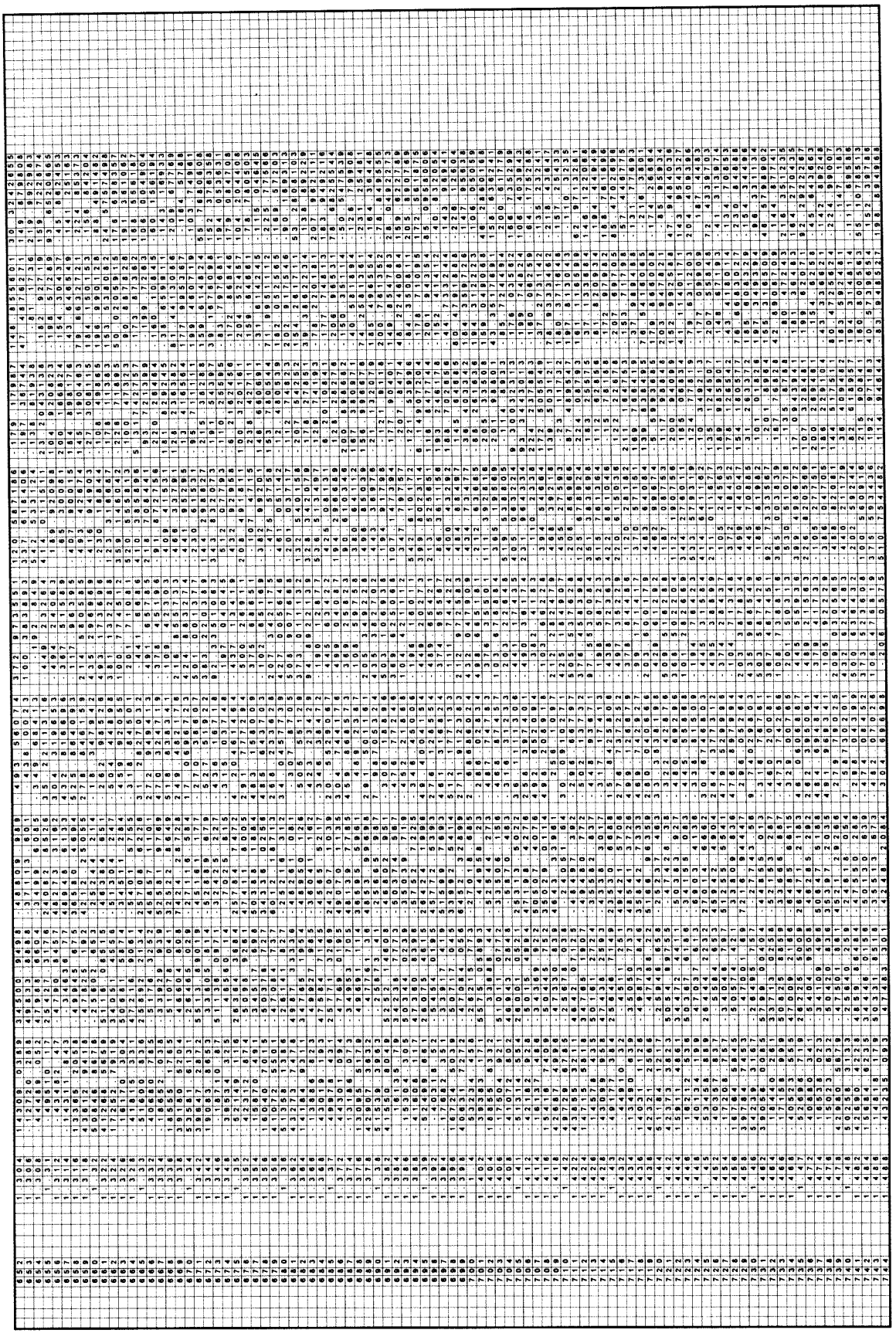


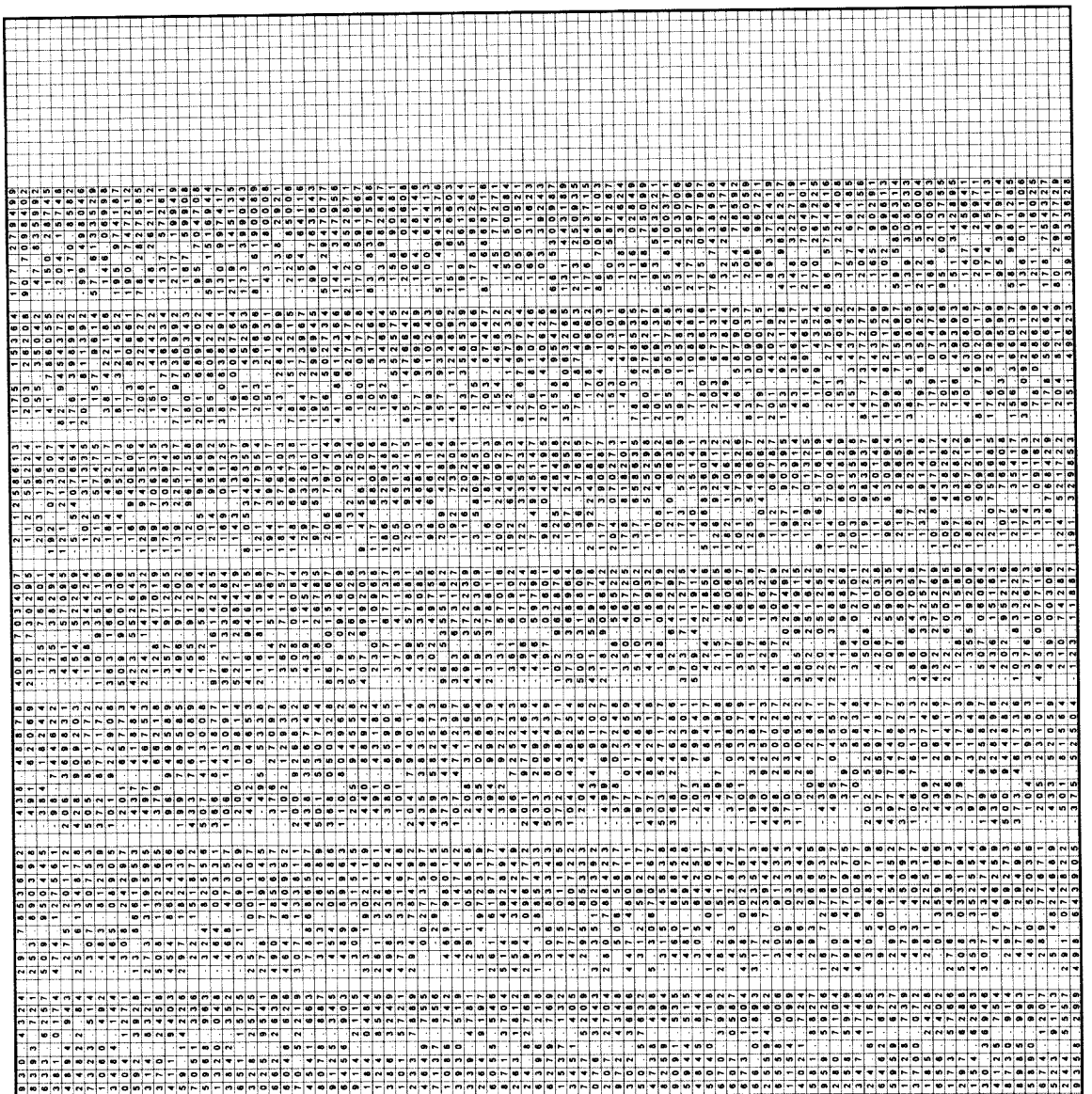


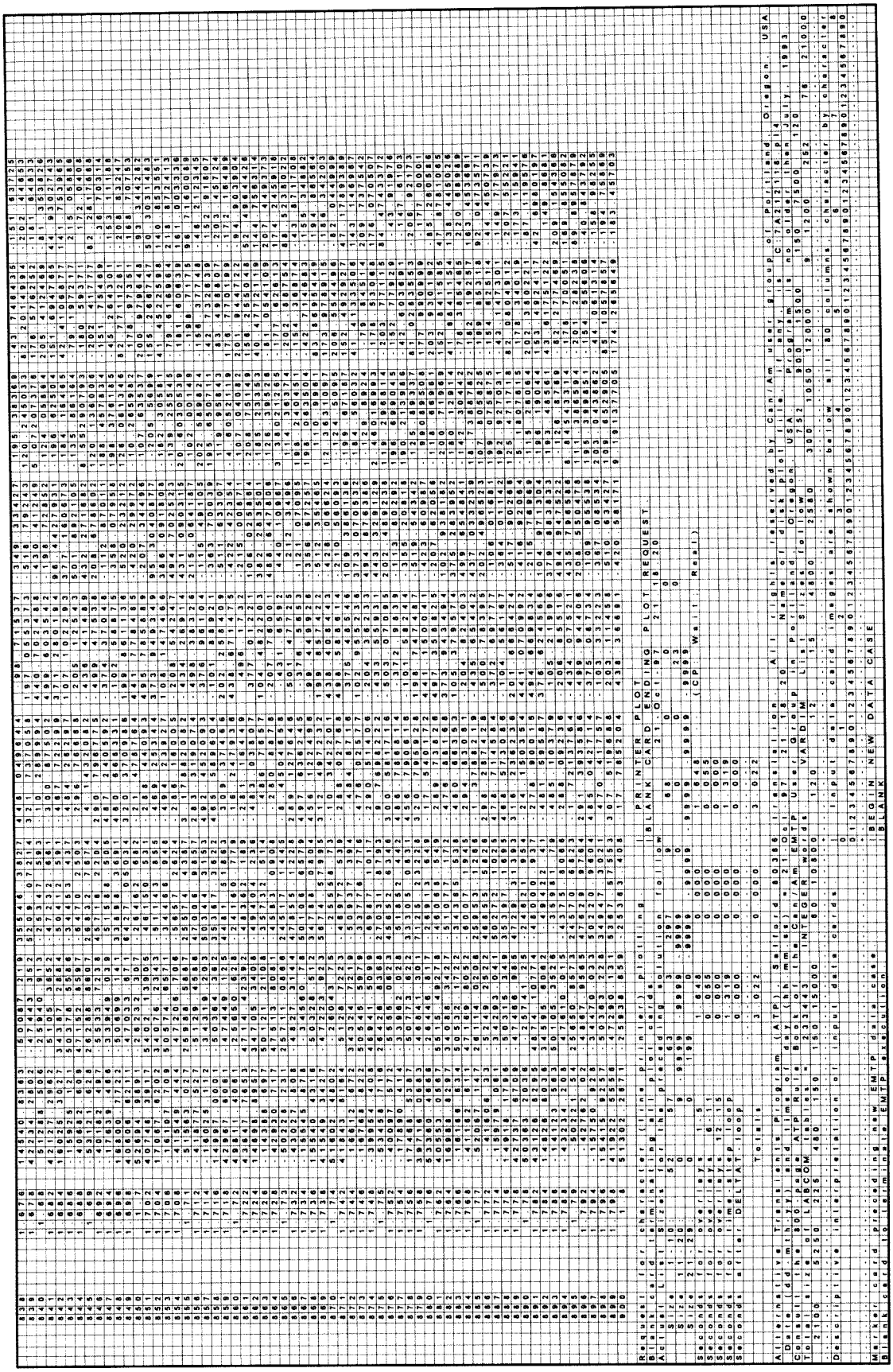












ANEXO E

RESULTADOS DA "SIMULAÇÃO 4"

Sheet1

Page 26

BIBLIOTECA F.E. PORTO